



M 2015

CARACTERIZAÇÃO DAS PERDAS NA REDE DE ALTA TENSÃO

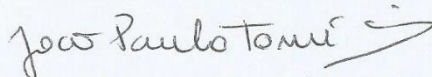
JOSÉ LUÍS FARIA DA ROCHA VARIZO REINA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM
ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E COMPUTADORES

A Dissertação intitulada

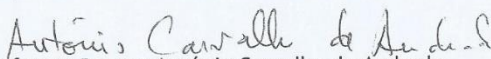
“Caracterização das Perdas na Rede de Alta Tensão”

foi aprovada em provas realizadas em 12-02-2015

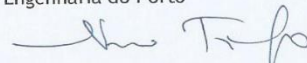
o júri



Presidente Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
Professor Associado do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor António Carvalho de Andrade
Professor Adjunto Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto Superior
de Engenharia do Porto



Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor Associado do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - José Luís Faria da Rocha Varizo Reina

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Caracterização das Perdas na Rede de Alta Tensão

José Luís Faria Rocha Varizo Reina

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. José Nuno Moura Marques Fidalgo
Coorientador: Eng. Ana Carina Morais

26 de Janeiro de 2015

© José Luís Faria Rocha Varizo Reina, 2015

Resumo

A organização e estrutura tradicional do Sistema Elétrico de Energia (SEE) não contempla a inclusão de Produção Dispersa (PD) nas redes de transporte e distribuição, assumindo um trânsito de energia unidirecional que se inicia nos grandes centros produtores, viajando dos níveis de tensão superiores para os inferiores acabando nos consumidores finais. Este tipo de organização e dimensionamento das redes não foi pensado originalmente tendo em vista a integração de PD em níveis de tensão inferiores ao das grandes centrais produtoras. Com o advento da PD surge um novo paradigma energético, que molda o planeamento e estrutura das redes em torno da maximização da integração de produção dispersa.

Este trabalho, resultante de uma parceria entre a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), e a empresa Energias de Portugal - Distribuição (EDP-D), tem como objetivos principais, a determinação e caracterização das perdas Joule nas linhas da rede de Alta Tensão (AT), em diferentes cenários, e a aferição do impacto na rede AT que a Produção em Regime Especial (PRE) AT poderá ter.

Determinaram-se as perdas referentes a toda a rede AT Nacional, para todo o ano de 2013, com recurso a simulações executadas no *software* DPlan Despacho, facultado pela EDP-D. Neste estudo, foram considerados 6 cenários de PRE AT distintos, e para cada cenário foram simuladas as perdas para um conjunto de casos típicos. Com base nestas amostras foi possível inferir uma expressão matemática para cada cenário de PRE, que permitiu estimar as perdas globais para o ano de 2013.

Para além da estimação das perdas, analisou-se o impacto da PRE em algumas linhas e subestações específicas, de modo a validar empiricamente alguns impactos da PRE já conhecidos de outros estudos.

Foi feito também um estudo de caracterização da PRE AT em Portugal, a nível da localização, potência instalada e tipo de tecnologia e analisaram-se os perfis de produção PRE AT para o ano de 2013.

Finalmente, avaliou-se o potencial do DPlan Despacho como ferramenta de simulação de perdas, identificando-se alguns aspetos funcionais passíveis de ser melhorados, e sugerindo novas implementações ou alterações às funcionalidades do programa, tendo em vista o seu aperfeiçoamento.

Palavras-chave: Perdas, Produção em Regime Especial, Rede de Alta Tensão, Rede Nacional de Distribuição, DPlan, Simulação, Impacto;

Abstract

The Electrical Energy System (EES) typical organization and structure doesn't contemplate the inclusion of Distributed Generation (DG) in the transport and distribution grids, assuming the power flow to be unidirectional, beginning in the major production centers, travelling down the higher voltage levels and finishing in the low voltage end customers. This type of grid organization was not conceived having in mind the integration of DG, fueling the creation of a new energy paradigm, who molded the planning and structuring of the electrical grids around maximizing Distributed Generation's integration.

This essay, resulting from a partnership between the Faculty of Engineering of the University of Porto (FEUP), and EDP Distribution (EDP-D), aims to determine and characterize the resistive losses on the High Voltage Network lines, with and without Special Regime Production, and study the impact of Special Regime Production on the High Voltage Network.

The losses referred to 2013 were determined for the entire High Voltage Network by means of simulations on the software DPlan, provided by EDP-D. In this study, 6 different Special Regime Production scenarios were considered. For each scenario, the losses were simulated for a limited set of hours. Using the results of these simulations, mathematical expressions were created in order to estimate the global losses of the network, for 2013.

Besides the losses estimation, the impact of Special Regime Production in specific lines and substations was analysed.

The Special Regime Production present in the High Voltage Network was studied, in terms of location, installed power as well as type of technology. The profiles of power generated by the Special Regime Production facilities in 2013, and injected in the High Voltage Network, were also analysed.

Finally, the performance of DPlan as a loss simulation tool was evaluated, and some functional aspects capable of being improved have been identified. Were suggested new features or modifications to the ones already implemented in the program, with a view to improve it.

Keywords: Losses, Special Regime Production, High Voltage Network, Distribution Network, DPlan, Simulation, Impact;

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer à pessoa que acompanhou o meu trabalho mais de perto, à minha orientadora na EDP-Distribuição, a Engenheira Ana Carina Morais. Pela maneira como me recebeu na EDP e por todo o apoio, disponibilidade, paciência, motivação, orientação e confiança que depositou em mim, o mais sincero obrigado!

Em segundo gostaria de agradecer à outra pessoa indispensável à realização desta dissertação, o Professor José Nuno Fidalgo, o meu orientador na FEUP. As reuniões e discussões que tivemos ao longo do semestre, revelaram-se fulcrais para a correta orientação do trabalho e concretização de objetivos. Obrigado, pelos conselhos e disponibilidade que sempre demonstrou ter para comigo!

Aos meus pais, Luís Humberto e Maria Margarida, por todo o apoio que me deram durante a minha vida pessoal e académica. Obrigado por toda a paciência, confiança e dedicação que sempre demonstraram para comigo!

Ao meu irmão, Francisco, e resto de família mais próxima, em especial avós e tia Ana, por serem uma constante na minha vida e por estarem sempre presentes!

Por último, gostaria de agradecer aos meus amigos e colegas, que conheci e me acompanharam ao longo do meu percurso académico na FEUP. Esta dissertação é em parte vossa também!

Índice

Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objetivos	2
1.3 - Estrutura	3
Capítulo 2	5
Produção em Regime Especial.....	5
2.1 - Tecnologias de Produção Dispersa	5
2.1.1 - Tecnologias Eólicas	5
2.1.2 - Tecnologias Solares	6
2.1.3 - Tecnologias Hídricas.....	6
2.1.4 - Tecnologias de Cogeração	7
2.1.5 - Tecnologias de Biomassa	8
2.2 - Regimes de PRE	8
2.2.1 - Renováveis	9
2.2.2 - Cogeração	9
2.2.3 - Microprodutores	10
2.2.4 - Miniprodutores.....	11
2.2.5 - Produtor Consumidor BT	12
2.3 - Impactos da PRE na rede	12
2.3.1 - Impacto da PRE para as perdas nas linhas.....	12
2.3.2 - Impacto da PRE nos perfis das tensões.....	13
2.4 - Benefícios que a PRE pode ter na rede	13
2.4.1 - Benefícios técnicos	14
2.4.2 - Benefícios económicos	14
2.4.3 - Benefícios ambientais	15
2.5 - Inconvenientes que a PRE pode ter na rede	15
2.6 - A PRE em Portugal	16
2.7 - A PRE em 2013	25
2.7.1- Correlação da PRE nas diferentes DRC	27
2.7.2- Número de horas por nível de produção.....	28
2.7.3 - Os cenários PRE ALTA e PRE BAIXA	31
Capítulo 3	35
O <i>Software</i> DPlan Despacho	35
3.1 - O DPlan Despacho.....	35
3.1.1 - Funcionalidades do Programa.....	36
3.1.2 - Ferramentas úteis do programa	37

3.1.3 - Elementos constituintes de uma rede DPlan Despacho	38
3.1.3.1 - Nós	38
3.1.3.2 - Ramos	39
3.1.3.3 - Sites	40
3.2 - Utilização do DPlan Despacho	41
3.2.1 - Facilidade de utilização e integração com outras ferramentas corporativas	41
3.2.2 - Utilização do Programa	41
3.2.3 - Restrições técnicas verificadas nas simulações	42
3.3 - Caracterização da rede AT em DPlan Despacho	43
3.3.1 - Considerações	43
3.4 - Potencial de melhoria para a aplicação DPlan Despacho	44
3.4.1 - Carregamento/importação dos dados	44
3.4.2 - Possibilidade de automatização das simulações	44
3.4.3 - Possibilidade de alteração do fator de potência atribuído por omissão aos nós EQUIV e GER.	45
3.4.4 - Possibilidade de alteração da regulação das tomadas dos transformadores.	46
3.5 - Conclusões	46
Capítulo 4	Erro! Marcador não definido.
Metodologia	47
4.1 - Informação utilizada	47
4.2 - Perdas	49
4.2.1 - Natureza das Perdas	49
4.2.2 - Origem das Perdas	49
4.2.3 - Relação entre o nível de carga e as Perdas	50
4.3 - Metodologia do estudo	51
4.4 - Aproximação Polinomial	52
4.5 - Cenários de PRE simulados	55
Capítulo 5	59
Análise de Resultados	59
5.1 - Simulações referentes ao dia 10 de Dezembro de 2013	59
5.1.1 - Verificação dos valores de carga importados pelo DPlan Despacho	59
5.1.2 - Cenário de carga para o dia 10 de Dezembro de 2013	62
5.1.3 - Perdas para o dia 10 de Dezembro de 2013	64
5.2 - Simulações referentes ao ano de 2013	66
5.2.1 - Perdas Joule nas linhas	67
5.2.1.1 - Aproximações polinomiais	67
5.2.1.2 - Apresentação dos resultados mensais para as perdas nas linhas	70
5.2.2 - Perdas totais na rede	72
5.2.2.1 - Aproximações polinomiais	72
5.2.2.2 - Apresentação dos resultados mensais para as perdas nas linhas	75
5.3 - Exemplos do impacto da PRE em elementos da rede AT	78
5.3.1 - Nos perfis de tensão	78
5.3.2 - Nas perdas Joule nas linhas	80
Capítulo 6	85
Conclusões e Perspetiva de Trabalhos Futuros	85
6.1 - Conclusões	85
6.2 - Perspetiva de Trabalhos Futuros	86
Referências	89
Anexo A - Perfis da PRE AT nas várias DRC em 2013	91
Anexo B - Perfis da PRE AT nas várias DRC para o mês de Dezembro de 2013	93

Lista de figuras

Figura 2.1- Número de instalações PRE por nível de tensão em Portugal	16
Figura 2.2 - Distribuição da potência instalada de PRE por nível de tensão em Portugal.	17
Figura 2.3 - Número de instalações PRE na rede AT por tipo de tecnologia.	17
Figura 2.4 - Distribuição da potência instalada de PRE na rede AT por tipo de tecnologia. ...	18
Figura 2.5 - Distribuição da potência ligada de PRE na rede AT por tipo de tecnologia.	18
Figura 2.6 - Número de instalações PRE na rede AT por zona geográfica.	19
Figura 2.7 - Distribuição da potência instalada de PRE na rede AT por zona geográfica.	19
Figura 2.8 -Número de instalações PRE na rede AT por DRC.....	20
Figura 2.9 - Distribuição da potência instalada de PRE na rede AT por DRC.....	20
Figura 2.10 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Porto, por tipo de tecnologia.	21
Figura 2.11 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Lisboa, por tipo de tecnologia.	21
Figura 2.12 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Mondego, por tipo de tecnologia.	22
Figura 2.13 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Norte, por tipo de tecnologia.	22
Figura 2.14 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Tejo, por tipo de tecnologia.	23
Figura 2.15 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Sul, por tipo de tecnologia. .	23
Figura 2.16 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Norte, esteve num determinado patamar de produção.	29
Figura 2.17 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Porto, esteve num determinado patamar de produção.	29
Figura 2.18 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Mondego, esteve num determinado patamar de produção.	29

Figura 2.19 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Tejo, esteve num determinado patamar de produção.	30
Figura 2.20 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Lisboa, esteve num determinado patamar de produção.	30
Figura 2.21 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Sul, esteve num determinado patamar de produção.	30
Figura 3.1 - Site da subestação da Amieira aberta em primeiro plano, e parte da rede em plano de fundo.....	37
Figura 3.2 - Passos executados no processo de simulação	42
Figura 3.3 - Processo de automatização das simulações sugerido para implementação em DPlan Despacho.....	45
Figura 4.1- Parte da rede AT representada em DPlan Despacho.	47
Figura 4.2 - Parte da rede AT representada em DWG	48
Figura 4.3 - Aspeto dum ficheiro de telecontagem	49
Figura 4.4 - Ramo entre dois nós, sendo um de consumo.	50
Figura 5.1 - Carga na subestação de Antanol para o dia 10/12/13 gerada a partir do DPlan	60
Figura 5.2 - Carga na subestação de Antanol para o dia 10/12/13 gerada a partir da telecontagem	60
Figura 5.3 - Diagrama da carga total em Portugal à saída das subestções AT/MT, no dia 10/12/13, gerado a partir do DPlan	61
Figura 5.4 - Diagrama da carga total em Portugal na rede de distribuição, no dia 10/12/13, gerado a partir dos valores da telecontagem.....	62
Figura 5.5 - Carga nas SE AT/MT e Clientes AT para o dia 10/12/13	64
Figura 5.6 - Perdas ativas nas linhas AT para o dia 10/12/13	66
Figura 5.7 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 0.	67
Figura 5.8 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 20.	67
Figura 5.9 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 50.	68
Figura 5.10 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 100.....	68
Figura 5.11 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE ALTA.....	69
Figura 5.12 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas no cenário PRE BAIXA.....	69

Figura 5.13 - Perdas energéticas nas linhas para 2013.....	70
Figura 5.14 - Perdas nas linhas em relação à energia transitada para a RND.....	72
Figura 5.15 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 0.	73
Figura 5.16 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 20.	73
Figura 5.17 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 50.	74
Figura 5.18 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 100.....	74
Figura 5.19 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE ALTA.....	75
Figura 5.20 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais no cenário PRE BAIXA.....	75
Figura 5.21 - Perdas energéticas totais para 2013.....	76
Figura 5.22 - Perdas nas linhas em relação à energia transitada para a RND.....	77
Figura 5.23 - Subestação AT/MT da rede de Carvoeira.	79
Figura 5.24 - Rede da Bodiosa.....	80
Figura 5.25 - Ligação dos parques eólicos Caramulo I, Bezerreira e Caselho e Caramulo II ao posto de corte Fornelo do Monte	81
Figura 5.26 - Linha LN60 1287 Bodiosa (REN)-PC Fornelo do Monte	81

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Distribuição da PRE em Portugal.	24
Tabela 2.2 – Coeficientes de correlação de Pearson	27
Tabela 2.3 – Máximos, médias e mínimos de PRE em 2013 por DRC	31
Tabela 2.4 – Caracterização da PRE nos cenários PRE ALTA e PRE BAIXA	32
Tabela 4.1 - Cenários de PRE simulados	56
Tabela 4.2 - Expressões para calcular a produção das PRE nas diferentes DRC para os cenários PRE ALTA e PRE BAIXA.....	56
Tabela 4.3 - Níveis de produção PRE considerados em cada cenário.....	57
Tabela 4.4 - Percentagem horária ao longo do ano de 2013 em que a PRE esteve em determinado nível de carga	58
Tabela 5.1 - Cargas para o dia 10 de Dezembro de 2013	63
Tabela 5.2 - Perdas Ativas nas linhas AT no dia 10/12/13	65
Tabela 5.3 - Energia Transitada da RNT para a RND [GWh]	71
Tabela 5.4 - Produção nos PRE Caramulo I e Bezerreira e Caselho para cada cenário.	82
Tabela 5.5 - Perdas na linha LN60 1287	82

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AT	Alta Tensão
AVR	Automatic Voltage Regulation
BI-SCADA	Business Intelligence - Supervisory Control And Data Acquisition
BT	Baixa Tensão
DRC	Direção de Rede e Clientes
DRCL	Direção de Rede e Clientes Lisboa
DRCM	Direção de Rede e Clientes Mondego
DRCN	Direção de Rede e Clientes Norte
DRCP	Direção de Rede e Clientes Porto
DRCS	Direção de Rede e Clientes Sul
DRCT	Direção de Rede e Clientes Tejo
EDP	Energias de Portugal
EDP-D	Energias de Portugal - Distribuição
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
IOA	Instituto de Optimização Aplicada
MAT	Muita Alta Tensão
MT	Média Tensão
PC	Posto de Corte
PD	Produção Dispersa
PRE	Produtor em Regime Especial
PRO	Produtor em Regime Ordinário
PT	Posto de Transformação
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos

SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SIT	Sistema de Informação Técnica

Lista de símbolos

GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
MV	Megavolt
MVA	Megavolt-ampere
Mvar	Megavolt-ampere Reativo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
ρ	Coeficiente de Correlação de Pearson

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Na sua conceção original, os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) baseavam-se num modelo de exploração vertical hierarquizada, baseado na seguinte cadeia de valor: produção, transporte, distribuição e consumo.

Neste modelo a energia produzida nos grandes centros electroprodutores (tipicamente centrais térmicas e hidroelétricas) é transportada a grandes distâncias até aos consumidores, passando pelas redes de transporte e distribuição.

Contudo, aspetos relacionados com preocupações de índole ambiental, assim como o próprio desenvolvimento tecnológico, levaram a que nas últimas décadas, surgissem novas tecnologias de produção (na sua maior parte renováveis), que puseram em causa este paradigma de hierarquização das redes de energia.

Estas tecnologias de produção utilizam fundamentalmente fontes renováveis de energia (vento, sol, água, biomassa), e encontram-se normalmente ligadas nas redes de distribuição de AT, MT e BT, ao invés de estarem ligadas na rede de transmissão, como no modelo tradicional. Na rede de transporte também existe PRE ligada em MAT, contudo em menor número.

A PRE é uma forma de produção de energia que geralmente não se encontra concentrada em grandes centros produtores, sendo assim uma forma de produção dispersa (PD) e possui potências nominais que variam desde algumas dezenas de kW até às centenas de MW.

Deste modo, a integração da PD nas redes de distribuição, levou a que a produção de energia, deixasse de ser uma atividade exclusiva dos grandes centros produtores ligados em

MAT. Por outro lado, as redes de distribuição¹ deixaram de ser consideradas unicamente passivas, passando a ser consideradas também ativas do ponto de vista de injeção de energia. Assim, passam a poder ser estabelecidos fluxos de energia bidirecionais entre a rede de transporte e a rede de distribuição, situação que põe em causa o conceito convencional de exploração deste tipo de redes, onde o fluxo de potência era sempre unidirecional (do transporte para a distribuição).

Apesar dos diversos estudos sobre este assunto, ainda não são totalmente transparentes todos os efeitos que a produção distribuída provoca na rede, tornando-se assim necessário estudar e caracterizar este novo paradigma de produção de energia.

Embora neste trabalho interesse fundamentalmente analisar a contribuição dos PRE nas perdas nas linhas das redes de distribuição, não podemos esquecer que o impacto dos PRE não se limitam às perdas, mas também a outras variáveis do sistema (por exemplo, as tensões). Além disso, os seus efeitos estendem-se às redes de transporte e ao sistema electroprodutor convencional.

O problema da avaliação do impacto provocado pelos PRE nas redes de distribuição é complexo e agravado pelo facto de muitas das pequenas centrais aproveitarem como energia primária recursos fortemente variáveis no tempo (quer a curto quer a longo prazo) tais como a água de pequenos rios ou o vento.

1.2 - Objetivos

Na generalidade o principal objetivo do trabalho será determinar e caracterizar as perdas na rede AT da RND e aferir o impacto que a PRE terá nestas perdas.

Pretende-se também caracterizar a PRE em Portugal tanto geograficamente, como em potência instalada, tipo de tecnologia e nível de tensão.

Ambiciona-se também estimar o valor das perdas nas linhas para todo o ano de 2013, para diferentes cenários de PRE, de modo a poder estabelecer comparações úteis do efeito que a PRE tem para essas perdas. Recorrer-se-á para isso, a simulações utilizando o programa DPlan Despacho.

Por fim, pretende-se também analisar o potencial que este *software* possui para levar a cabo este tipo de estudos. Este é um ponto muito importante para a EDP-D, dado que o DPlan Despacho não foi concebido para este tipo de análise, mas faz parte dos objetivos da empresa desenvolver o potencial desta aplicação.

Os objetivos específicos do trabalho descritos neste documento serão os seguintes:

¹ Pelos mesmos motivos, o fluxo dentro da própria rede de distribuição deixou de ser exclusivamente dos níveis de tensão mais elevados para os mais baixos.

- Caracterização da PRE AT em Portugal;
- Determinação e caracterização das perdas na rede AT da RND;
- Aferição do impacto no desempenho da rede AT da RND da presença de PRE AT;
- Recomendações e desenvolvimentos futuros.

1.3 - Estrutura

Esta tese encontra-se dividida em 6 capítulos.

No **Capítulo 2**, começa-se por fazer uma breve abordagem aos principais tipos de tecnologia PRE, e seguidamente apresentam-se os regimes de produção possíveis para os PRE. São descritos também, os principais impactos, que a PRE pode ter na rede, os seus benefícios e inconvenientes. As duas últimas secções deste capítulo, contém informação relativa à PRE que foi organizada e processada ao longo do estudo. A primeira, faz uma análise estatística da situação da PRE AT em Portugal, a nível da sua concentração por localização geográfica, ou tipo de tecnologia. A segunda, faz uma análise da PRE AT ocorrida ao longo do ano de 2013, tendo sido estudada a correlação existente entre a produção em PRE pertencentes a DRC diferentes e o número de horas por ano em que a PRE AT esteve em cada nível de produção. Com os resultados obtidos, justificou-se a escolha de dois cenários de PRE usados nas simulações.

No **Capítulo 3**, começa-se por apresentar o programa de simulação utilizado neste trabalho (o software DPlan Despacho), a nível de objetivos, funcionalidades, ferramentas e elementos constituintes. São descritas as vantagens e potenciais de melhoria do programa como simulador para realizar estudos de perdas, e as contingências que ocorreram durante a realização deste último. Finalmente, deixam-se algumas recomendações acerca de alterações e/ou inovações a implementar no programa, tendo em vista o seu melhoramento para esse fim.

O **Capítulo 4**, possui informações variadas, acerca da informação utilizada neste estudo, método de cálculo das perdas usado pelo DPlan Despacho, processos simplificados para estimação/extrapolação de perdas, resumo da metodologia do estudo, e cenários de PRE usados nas simulações.

O **Capítulo 5** começa pela verificação dos valores de carga considerados durante as simulações pelo DPlan. Faz-se a análise dos resultados para as perdas referentes ao dia de maior ponta do ano de 2013, o dia 10 de Dezembro, obtidos com base em simulações exaustivas desse dia. Faz-se também a análise dos resultados obtidos para as perdas ao longo de todo o ano de 2013, obtidos por base em extrapolações.

No **Capítulo 6**, são referidas as conclusões mais importantes do trabalho e sugeridas novas perspectivas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Produção em Regime Especial

De acordo com [1], a produção de eletricidade no SEN divide-se em dois regimes:

- Produção em regime ordinário (PRO);
- Produção em regime especial (PRE).

Ao regime ordinário corresponde a produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis (carvão, gás, fuel), e com base em grandes centros electroprodutores hídricos.

Ao regime especial corresponde a produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis (exceto grandes centrais hidroelétricas), ou a produção combinada de calor e eletricidade (cogeração).

2.1 - Tecnologias de Produção Dispersa

2.1.1 - Tecnologias Eólicas

As tecnologias eólicas transformam a energia do vento em energia elétrica. A energia eólica constitui uma boa alternativa aos combustíveis fósseis já que é renovável, está frequentemente disponível, pode ser produzida em qualquer região, é limpa, e não produz gases de efeito de estufa. O seu impacto ambiental é geralmente menor em relação a outras fontes de energia.

Os parques eólicos são conjuntos de, por vezes, centenas de aerogeradores individuais que podem estar ligados tanto à RND como à RNT. Os parques eólicos, podem ser *onshore* (em terra) ou *offshore* (no mar). Segundo [2], nos parques eólicos *offshore*, a força do vento é superior e mais estável, do que nos parques eólicos *onshore*. Além disso, o conjunto de

aerogeradores tem menor impacto visual. Porém, o custo de instalação e manutenção é bastante superior ao de um parque eólico *onshore*.

A maior desvantagem das tecnologias eólicas é a não regularidade ou intermitência da sua produção, já que esta depende do vento que nem sempre é constante, nem sopra com a mesma força. A energia eólica é, deste modo, uma forma de energia menos confiável do que as restantes fontes de energia convencionais, devendo ser uma alternativa complementar aos outros tipos de centrais produtoras de energia, mas não substitui-las integralmente no SEE.

2.1.2 - Tecnologias Solares

As tecnologias solares convertem a luz do Sol em eletricidade e podem-no fazer diretamente, como é o caso das tecnologias fotovoltaicas, ou indiretamente como é o caso das tecnologias de concentração solar. As primeiras convertem a luz solar em corrente elétrica recorrendo ao efeito fotovoltaico. As segundas, usam lentes ou espelhos distribuídos por uma larga área para concentrar numa área específica mais pequena um pequeno feixe de luz bastante intenso. As tecnologias solares mais frequentemente usadas na produção dispersa, são contudo, as fotovoltaicas e organizam-se geralmente em parques de painéis fotovoltaicos.

As principais vantagens das tecnologias solares são principalmente ambientais, já que é uma tecnologia renovável, limpa com pouco impacto ambiental e não produz gases de efeito estufa. Para além disso, no caso das tecnologias fotovoltaicas, os seus painéis tendem a ser cada vez mais potentes e economicamente competitivos, e requerem uma manutenção mínima.

As principais desvantagens das tecnologias solares prendem-se com a variação nas quantidades produzidas de acordo com a situação climática (chuvas, neve), além do facto de durante a noite não existir produção alguma, o que obriga a que existam meios de armazenamento da energia produzida durante o dia, em locais onde os painéis solares não estejam ligados à rede. Para além disto, não existem formas eficientes de armazenar o recurso energético primário utilizado por este tipo de tecnologias (raios solares), ao contrário das tecnologias que utilizam combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás), ou água (tecnologias hidroelétricas).

2.1.3 - Tecnologias Hídricas

Este tipo de tecnologia inclui as centrais mini-hídricas e os aproveitamentos hidroelétricos. Os aproveitamentos hídricos utilizam a energia potencial resultante da diferença de níveis entre a albufeira e o rio, para fazer rodar as turbinas da central hidroelétrica e gerar eletricidade.

A energia hidroelétrica é uma das energias renováveis mais eficientes e com maior sustentabilidade ambiental. Para além do benefício da produção de energia a partir de fonte renovável (água), as tecnologias hídricas permitem controlar e regularizar o caudal dos rios,

alimentar sistemas de rega, apoiar o combate a incêndios, captar água para consumo humano e contribuir para o desenvolvimento das atividades agro-pastoris. Em alguns casos, a instalação de Mini hídricas, ao induzir humidade na atmosfera, funciona como fator de estabilização climatérica [3].

As desvantagens deste tipo de tecnologia prendem-se com os impactos geográficos e biológicos na construção da barragem, já que este elemento arquitetónico altera a fauna e flora do local onde é construído, a sua paisagem, a sedimentação, entre outros. Dependendo do tipo de relevo e da região onde se encontra o empreendimento, os aproveitamentos hidroelétricos podem também ocasionar o alagamento de terras e o deslocamento de populações ribeirinhas.

2.1.4 - Tecnologias de Cogeração

Segundo [4], a Cogeração é definida como um processo de produção e utilização combinada de calor e eletricidade, proporcionando o aproveitamento de mais de 70% da energia térmica de entrada, proveniente dos combustíveis fósseis utilizados no processo. Assim, a cogeração racionaliza eficazmente o consumo dos combustíveis primários e responde ao mesmo tempo de forma eficaz, a preocupações de natureza ambiental, uma vez que ao fornecer a mesma energia final com um menor consumo de energia primária, reduz significativamente as emissões de dióxido de carbono para o ambiente.

A eficiência desta tecnologia proporciona a produção de energia elétrica de baixo preço, caracterizada por ser bastante constante ao longo do tempo, tornando a unidade industrial ou comercial onde está instalada, independente da qualidade de fornecimento do distribuidor de energia. Isto é muito importante para clientes que necessitem de um abastecimento contínuo e ininterrupto de energia, como hospitais, hotéis, *shopping centers* e indústrias.

Além do alto desempenho praticamente sem desperdício, a cogeração tem um caráter descentralizado, já que geralmente está instalada ou próxima da unidade consumidora. Deste modo, ela contribui para a redução das perdas nas linhas da RND, já que evita transmissões de energia gerada em locais mais distantes.

As cogerações em Portugal estão instaladas maioritariamente em complexos fabris no litoral, e utilizam como combustíveis fósseis primários o gás natural, o *diesel* e o fuelóleo.

A cogeração embora permita aumentar a eficiência energética das tecnologias de produção térmica, continua a ser uma tecnologia não renovável, não limpa, que usa como combustível primário combustíveis fósseis poluentes.

Outra das desvantagens da cogeração é que o calor só pode ser usado perto do centro produtor, já que há maior dificuldade no transporte da energia térmica devido às perdas térmicas nas tubagens.

2.1.5 - Tecnologias de Biomassa

As tecnologias de biomassa utilizam derivados recentes de organismos vivos, ricos em hidratos de carbono, como combustíveis para a produção de energia elétrica. Dependendo do estado do combustível utilizado, a biomassa pode ser classificada em biomassa sólida, biomassa líquida e biomassa gasosa. A biomassa sólida tem como fontes de energia os produtos e resíduos da agricultura (incluindo substâncias vegetais e animais), os resíduos das florestas e a fração biodegradável dos resíduos industriais e urbanos. A biomassa líquida tem como fonte de energia os biocombustíveis líquidos, como o biodiesel, o etanol ou o metanol. A biomassa gasosa, é resultado da degradação biológica anaeróbia da matéria orgânica, e é constituída por uma mistura de metano e gás carbónico. Esta fonte de energia pode ser encontrada nos efluentes agropecuários provenientes da agroindústria e do meio urbano e também nos aterros.

Segundo [5], as principais vantagens deste tipo de tecnologia são utilizar fontes de energia renovável, ser pouco poluente, não emitindo dióxido de carbono (de acordo com o ciclo natural de carbono neutro), ser altamente fiável, ter uma resposta às variações de procura de carga elevada, utilizar fontes de energia extremamente baratas no caso da biomassa sólida e verificar-se uma menor corrosão dos equipamentos térmicos (caldeiras, fornos) em relação às tecnologias térmicas convencionais.

As principais desvantagens deste tipo de tecnologia, são a desflorestação e destruição de *habitats* que a recolha de biomassa com origem florestal pode provocar, possuir um menor poder calorífico quando comparado com outros combustíveis fósseis convencionais, contribuir para a formação de chuvas ácidas no caso dos biocombustíveis líquidos, e dificuldades no processo de transporte e armazenamento de biomassa sólida para além do custo da sua deslocação.

2.2 - Regimes de PRE

A figura de produtor em regime especial foi consagrada no ordenamento jurídico português em 1988, através do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de maio. Nessa altura considerou-se que o aproveitamento otimizado dos recursos energéticos nacionais era um vetor necessário ao desenvolvimento e ao progresso económico do país.

Segundo [6], considera-se produção em regime especial (PRE) “a atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade.”

No quadro legal vigente à altura da elaboração da tese², é considerada PRE a produção de energia elétrica:

- Com base em recursos hídricos para centrais até 10 MVA em alguns casos até 30 MW;
- Que utilize outras fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- Por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW;
- Através de um processo de cogeração.

2.2.1 - Renováveis

Considera-se produção renovável, a produção de energia elétrica através do aproveitamento de recursos naturais como a água, o vento, o sol, as ondas, a biomassa florestal e animal e resíduos sólidos urbanos.

O correto aproveitamento destas fontes na produção de energia elétrica traduz-se numa menor dependência dos combustíveis fósseis, reduz a poluição e a emissão de gases com efeito de estufa.

O enquadramento jurídico aplicável à produção de energia elétrica através de fontes renováveis tem sofrido constantes atualizações, no sentido de promover a otimização dos recursos energéticos nacionais e criar incentivos à iniciativa de entidades públicas e privadas, porém a legislação mais recente sobre energias renováveis consta no [7], que republicou no anexo II o [8].

2.2.2 - Cogeração

A cogeração é uma tecnologia que otimiza a produção combinada de eletricidade e de calor, o que permite aumentar a eficiência de conversão dos recursos energéticos e, simultaneamente, reduzir as emissões gasosas e os custos de operação da unidade produtora.

Uma parte significativa da energia gerada na produção de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis é libertada sob a forma de calor. Quando aproveitada, esta energia térmica pode servir para produção de vapor e aquecimento de água ou de ar, entre outras utilizações.

² No dia 19 de Janeiro de 2015, o DL153/2014 entrou em vigor, advogando o novo regime de Auto-Consumo que enquadra o novo regime de Auto-Consumo e procede à fusão dos regimes de Microprodução e Miniprodução.

Os sistemas de cogeração são particularmente adequados a instalações com níveis elevados de consumo de energia térmica, nomeadamente instalações industriais.

As principais vantagens da cogeração são:

- Menores custos de produção de energia elétrica e térmica;
- Evitar custos de transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Maior eficiência energética;
- Menor emissão de poluentes.

O gás natural é o combustível mais usado nas centrais de cogeração. No entanto, fontes de energia renováveis como a biomassa ou resíduos industriais também podem ser utilizados.

No que respeita à cogeração, a legislação mais recente consta no [9], o qual foi regulamentado através de [10], e de [11].

2.2.3 - Microprodutores

Por microprodução compreende-se a produção de eletricidade em muito pequena escala (potência instalada inferior a 5,75 kW), através de uma fonte de energia renovável (na grande maioria dos casos sol ou vento) ou cogeração.

Nas aplicações residenciais, para além da produção de eletricidade, é obrigatória a instalação de painéis solares para aquecimento de águas.

A microprodução tem que ter por base uma só tecnologia de produção, que poderá ser solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa, pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável e cogeração não renovável. O acesso à atividade de microprodução está sujeito a registo e subsequente obtenção de certificado de exploração da instalação.

Existem dois regimes de remuneração para as microproduções:

- Regime geral, que engloba a produção de eletricidade a partir de recursos renováveis e a produção de eletricidade e calor (cogeração), ainda que não renovável, mediante a utilização de uma unidade ou instalação monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW.
- Regime bonificado, ao qual podem aceder os microprodutores cuja potência de ligação da respetiva unidade de microprodução não exceda 3,68 kW. No regime bonificado, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração. A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos contados desde o 1º dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, subdivididos em dois períodos, o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subseqüentes 7 anos.

As principais vantagens da microgeração são:

- Redução da fatura energética, com retorno do investimento em 6 anos;
- Aproveitamento mais eficiente dos recursos energéticos;
- Redução de emissões e poluentes;
- Possível redução das perdas Joule nas linhas, devido à proximidade com o consumo.

2.2.4 - Miniprodutores

Entende-se por unidade de miniprodução as instalações de produção de eletricidade cuja:

- Produção seja feita a partir de energias renováveis;
- Seja baseada em apenas uma tecnologia;
- Potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW;
- Potência de ligação não exceda 50% da potência contratada na instalação de utilização de energia elétrica;
- Energia consumida na instalação de utilização, seja igual ou superior a 50% da energia produzida pela unidade de miniprodução.

Tal como na microprodução, foram criados dois regimes de remuneração:

- Regime geral, cuja fórmula de remuneração consta no artigo 10º do Anexo II do [12];
- Regime bonificado, onde se consideram três escalões:
 - Escalão I que integra as unidades cuja potência não seja superior a 20 kW;
 - Escalão II que integra as unidades cuja potência de ligação seja superior a 20 kW e igual ou inferior a 100 kW;
 - Escalão III que integra as unidades cuja potência de ligação seja superior a 100 kW e igual ou inferior a 250 kW.

2.2.5 - Produtor Consumidor BT

A produção de energia elétrica em baixa tensão (BT), destina-se predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder ser entregue a produção excedente à Rede Nacional de Distribuição.

O enquadramento jurídico define que:

- Podem exercer a atividade de produtor consumidor em baixa tensão pessoas singulares ou coletivas;
- Pertencem a esta categoria instalações elétricas que produzam energia elétrica predominantemente para consumo próprio;
- A potência a entregar à Rede Nacional de Distribuição em cada ponto de recepção não poderá ser superior a 150 kW.

As condições de produção, licenciamento e fornecimento de energia à Rede Nacional de Distribuição, encontram-se definidas na legislação aplicável.

2.3 - Impactos da PRE na rede

2.3.1 - Impacto da PRE para as perdas nas linhas

A PRE pode ter um impacto positivo ou negativo na redução de perdas, dependendo sobretudo do nível de produção da PRE e da sua localização e distribuição (mais descentralizada ou mais centralizada).

Segundo [13], se a PRE for bem distribuída pela rede a diminuição das perdas anuais pode situar-se entre os 35% e os 45%. No entanto caso a PRE se encontre demasiado concentrada em poucos barramentos as perdas aumentam em 8%. De uma maneira geral, a dispersão da PRE é uma fator chave para a diminuição das perdas.

Segundo [14], a PRE deve ser instalada, próxima dos locais de consumo, já que é nessa situação que contribuirá para a redução das perdas. Por outro lado, em barramentos com grande concentração de PRE, mas com pouca carga a alimentar, a PRE contribuirá para o agravamento das perdas.

O mesmo autor defende ainda, que para a mesma linha, para um determinado valor de produção, existe um local no sistema onde a ligação da PRE, torna mínimas as perdas de energia. Este é um problema semelhante à determinação da localização ótima de baterias de condensadores numa rede, de modo a diminuir as perdas por injeção de energia reativa, contudo neste caso, a injeção não é só de potência reativa mas também de potência ativa.

Generalizando, a PRE conduzirá sempre à diminuição das perdas, se contribuir para diminuição do fluxo de potência nas linhas.

No caso da PRE AT instalada em Portugal, esta encontra-se maioritariamente concentrada em zonas geográficas específicas, como será descrito na secção seguinte, razão pela qual é importante aferir os seus impactos a nível de perdas, neste nível de tensão. Por outro lado, as zonas geográficas onde a PRE está mais concentrada correspondem tipicamente a zonas de pouco consumo.

Algumas destas situações foram identificadas ao longo do estudo, sendo apresentadas na secção 5.3.2.

2.3.2 - Impacto da PRE nos perfis das tensões

De uma forma geral, pode dizer-se que a introdução de PRE num determinado local da rede, leva a um aumento da tensão nos elementos da rede próximos. Assim, deve ser feita uma análise prévia do local e do nível de tensão adequado à ligação da unidade de PRE de modo a mitigar os eventuais impactos da ligação da mesma.

Numa rede radial, cujos ramos sejam extensos e onde os pontos de consumo a alimentar distem bastante uns dos outros, as quedas de tensão entre nós tendem a ser elevadas, podendo ser difícil manter a tensão acima dos limites mínimos nos nós mais distantes do ponto injetor. Neste caso, a introdução de PRE próxima destes nós poderá ser benéfica, visto que fará subir a tensão nesses nós.

Por outro lado, numa rede com nós pouco distantes uns dos outros, e que possuam por exemplo, forte injeção de potência reativa através de baterias de condensadores próximas, poder-se-á encontrar dificuldades em manter a tensão nesses nós abaixo dos limites estipulados, pelo que a introdução de PRE próxima dessa zona, poderá agravar a situação.

Em todas as subestações AT/MT existem comutadores de tomadas em carga nos respetivos transformadores AT/MT com regulação automática de tensão (AVR). A intermitência da PRE provoca variações nos trânsitos de potência que podem originar variações rápidas nos perfis de tensão dos equipamentos das subestações. Desta forma os AVR terão que executar um maior número de manobras de modo a corrigir estas variações de tensão para limites estipulados. Assim, um inadequado posicionamento da unidade de PRE pode induzir grandes flutuações de tensão na rede (subtensões ou sobretensões), causando indesejáveis variações no perfil de tensão de linhas ou equipamentos de subestações próximas. Algumas destas situações foram identificadas ao longo do estudo, sendo apresentadas na secção 5.3.1.

2.4 - Benefícios que a PRE pode ter na rede

Nesta secção, resumem-se os benefícios que a PRE poderá ter nas redes energéticas.

2.4.1 - Benefícios técnicos

Os principais benefícios técnicos que a PRE pode trazer à rede são:

- Diminuição das perdas na rede, desde que a localização e quantidade de potência injetada seja otimizada.
- Redução da carga nas linhas da rede com nível de tensão superior ao nível de tensão em que a PRE se encontra ligada.
- Redução da carga nos transformadores a montante da localização da PRE, desde que não ocorra inversão do sentido do trânsito de potências.
- Melhoramento dos perfis de tensão, no caso específico de redes congestionadas com problemas de abaixamento de tensão ao longo desta, já que a introdução de PD tende a aumentar a tensão nos barramentos e linhas mais próximos.

2.4.2 - Benefícios económicos

O principal benefício económico da PRE, resulta da economia de combustível para a produção de energia elétrica.

Segundo [15], a PRE contribuiu para evitar a importação de combustíveis fósseis (gás natural e carvão), assim como custos com CO₂. No período analisado (2005-2030), estes custos evitados, totalizam cerca de 35.000 M€, ou 1.400M€ por ano.

Segundo o mesmo estudo, “perspetiva-se a prazo, que a PRE, em termos globais, apresente um custo económico inferior face à PRO, nos cenários de menor penetração de renováveis. As tecnologias mais maduras, como a eólica e a hídrica, deverão apresentar já em 2014, um custo económico mais baixo que a PRO.”

Outros benefícios económicos, que a PRE pode oferecer têm que ver com:

- Adiamento do investimento em atualizações e ampliações de instalações.
- Custo reduzido de operação e manutenção de algumas tecnologias PRE.

2.4.3 - Benefícios ambientais

Os principais benefícios ambientais da PRE têm que ver com:

- Redução das emissões de gases de efeito de estufa a partir de centrais de energia centralizadas;
- Utilização em grande parte das PRE, de fontes de energia renovável como o vento, água e sol;
- Baixo ruído produzido.

2.5 - Inconvenientes que a PRE pode ter na rede

O aparecimento da PD nas redes de distribuição, pode trazer inconvenientes, que se traduzem por uma maior dificuldade de exploração das redes, uma vez que:

- Os trânsitos de potências ativa e reativa que tradicionalmente eram unidirecionais, com sentido da subestação para as cargas, podem passar a ser bidirecionais, em especial nas horas de vazio dos sistemas de distribuição onde pode ocorrer uma inversão no sentido dos trânsitos de potência dos ramos, e mesmo no sentido do trânsito de potência entre a rede de transporte e a rede de distribuição. Isto pode provocar o mau funcionamento dos circuitos de proteção, se estes não estiverem preparados para aguentar este tipo de fenómeno.
- Os perfis de tensão nas redes de distribuição deixam de ser monotonamente decrescentes desde a subestação até à carga mais afastada para passarem a ter um comportamento menos monótono, ou seja, podem surgir tensões mais elevadas em determinados nós da rede situados próximos da interligação de um PRE. Esta situação até pode ser vantajosa em casos em que a tensão em linhas e barramentos é baixa, contudo, em caso contrário, a PRE contribuirá para agravar o cenário de sobretensão nos barramentos e linhas.
- Podem surgir flutuações lentas nas tensões das redes devido às entradas e saídas de serviço dos PRE, e rápidas devido às variações no recurso primário.
- As potências de curto-circuito que tradicionalmente eram decrescentes à medida que nos afastávamos da subestação deixam de apresentar tal monotonia. De facto, a presença de PRE em determinados nós conduz a um aumento das potências de curto-circuito no nó de interligação e nos nós vizinhos.
- Aumentam as dificuldades na coordenação das proteções da rede recetora, torna-se mais complexo efetuar uma eficaz regulação da tensão, aumenta a

probabilidade de interrupções de serviço, aumenta a poluição harmónica das redes.

2.6 - A PRE em Portugal

A PRE instalada em Portugal está distribuída pelos diferentes níveis de tensão distintamente, quer em quantidade de instalações, quer em potência instalada/ligada.

Com recurso a informação disponibilizada pela EDP relativa aos contratos das PRE é possível apresentar informação estatística relevante acerca dessa distribuição.

A figura seguinte apresenta a distribuição do número de instalações PRE por nível de tensão:

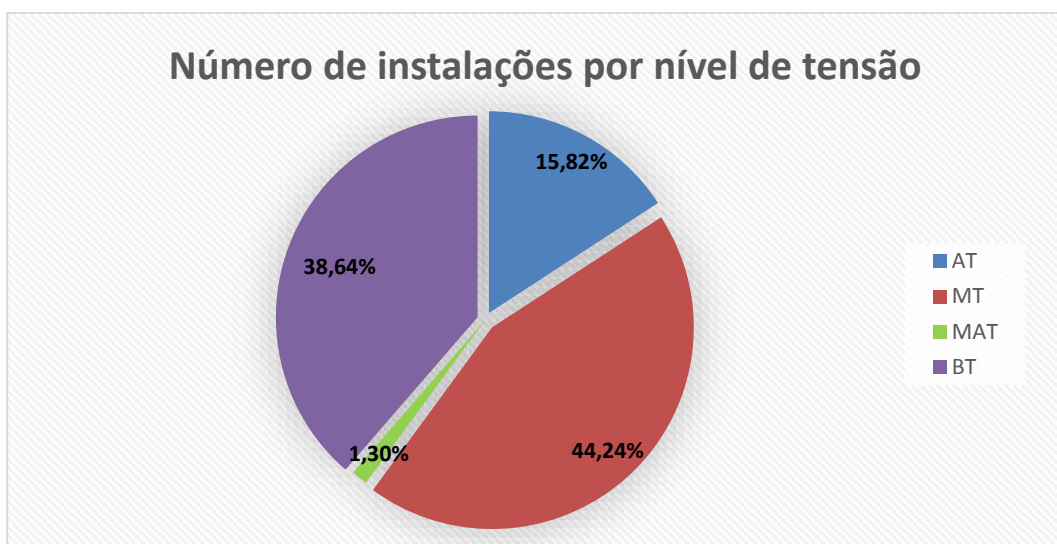


Figura 2.1- Número de instalações PRE por nível de tensão em Portugal

Em número de ligações à rede, a maior parte da PRE, encontra-se ligada em BT e MT (respetivamente 38,6% e 44,2%). Sensivelmente 16% da PRE encontra-se ligada em AT, e menos de 1,5% em MAT.

Para o estudo de perdas na rede AT a realizar, a PRE em MAT já vem englobada na potência fornecida pela RNT à RND, ou seja, faz parte da potência de entrada na RND. Assim estas PRE são vistas como centrais MAT ordinárias, a injetar potência na rede AT, pelo que para um estudo de perdas nesta rede, a sua caracterização não é relevante.

Devido à pequena percentagem de potência instalada que a PRE em BT representa para o bolo total, também não serão caracterizadas as PRE neste nível de tensão.

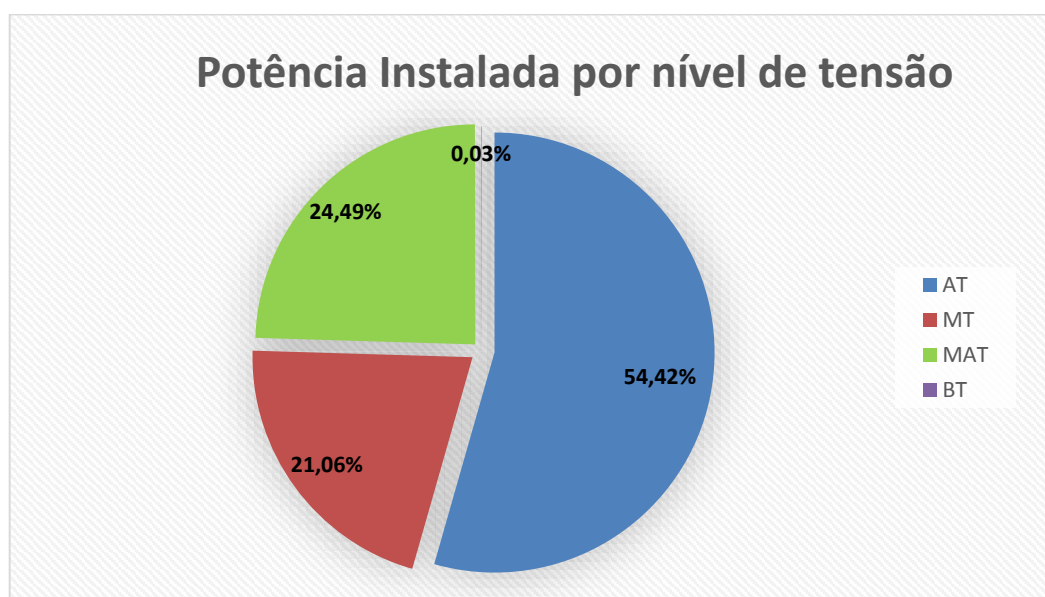


Figura 2.2 - Distribuição da potência instalada de PRE por nível de tensão em Portugal.

A PRE MT representa 21% da potência instalada e assim não é desprezável para as perdas na RNT. Porém, como apenas se simulou a rede AT, e as únicas PRE MT caracterizadas foram as que ligam diretamente às saídas MT das subestações AT/MT (painéis dedicados), procedeu-se apenas à caracterização da PRE AT.

De facto a PRE ligada em AT assume-se como essencial para o estudo de perdas a realizar. Por esta razão, será apresentada, em baixo, a caracterização das PRE neste nível de tensão, por zona, DRC e tipo de tecnologia.

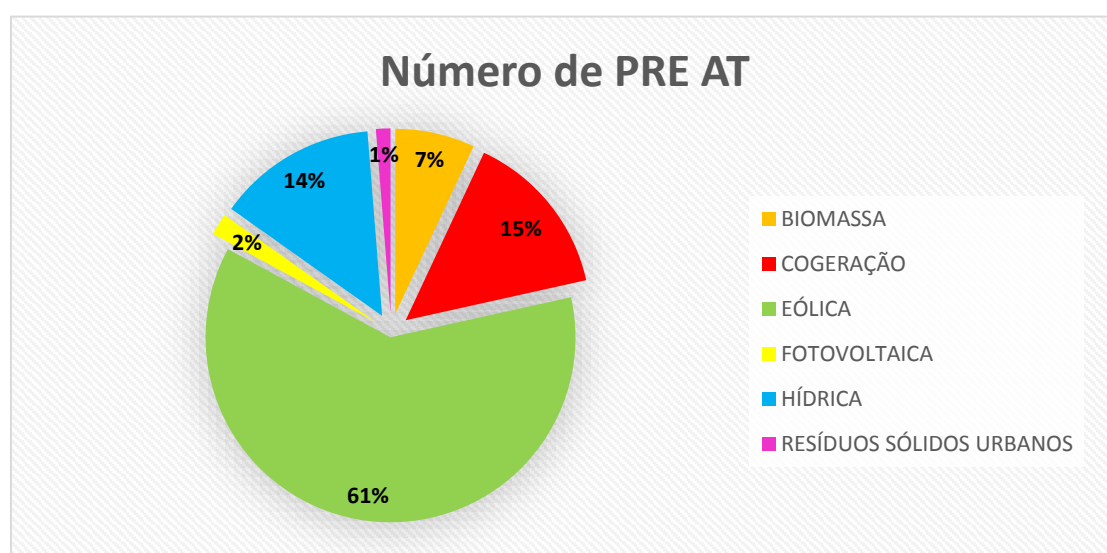


Figura 2.3 - Número de instalações PRE na rede AT por tipo de tecnologia.

Pelo gráfico acima, observa-se que a maior parte da PRE ligada em AT é do tipo eólico (61%), seguida pela PRE do tipo cogeração e hídrico, cada um representando cerca de 15%.

Estes três tipos de tecnologia, representam 90% da PRE em AT, estando os restantes 10% repartidos pela biomassa (7%), parques fotovoltaicos (2%) e centrais de RSU (1%).

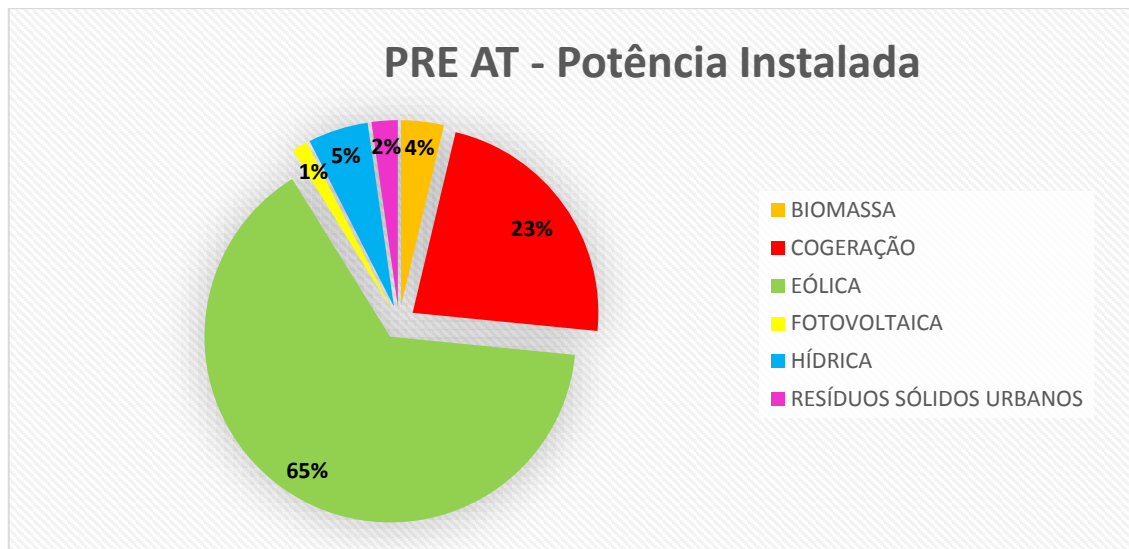


Figura 2.4 - Distribuição da potência instalada de PRE na rede AT por tipo de tecnologia.

A nível de potência instalada na rede AT, continua a notar-se uma grande influência dos parques eólicos, representando cerca de 65% da potência total instalada. Por outro lado, a cogeração representa também uma grande fatia da potência total instalada, encontrando-se na ordem dos 23%. Juntas, as duas tecnologias, representam 88% da PRE em AT, estando os restantes 12% repartidos entre aproveitamentos hídricos, centrais de biomassa, resíduos sólidos urbanos e parques fotovoltaicos. De referir também, que embora exista sensivelmente o mesmo número de PRE hídrica e de cogeração, a primeira possui uma potência instalada total muito menor que a última.

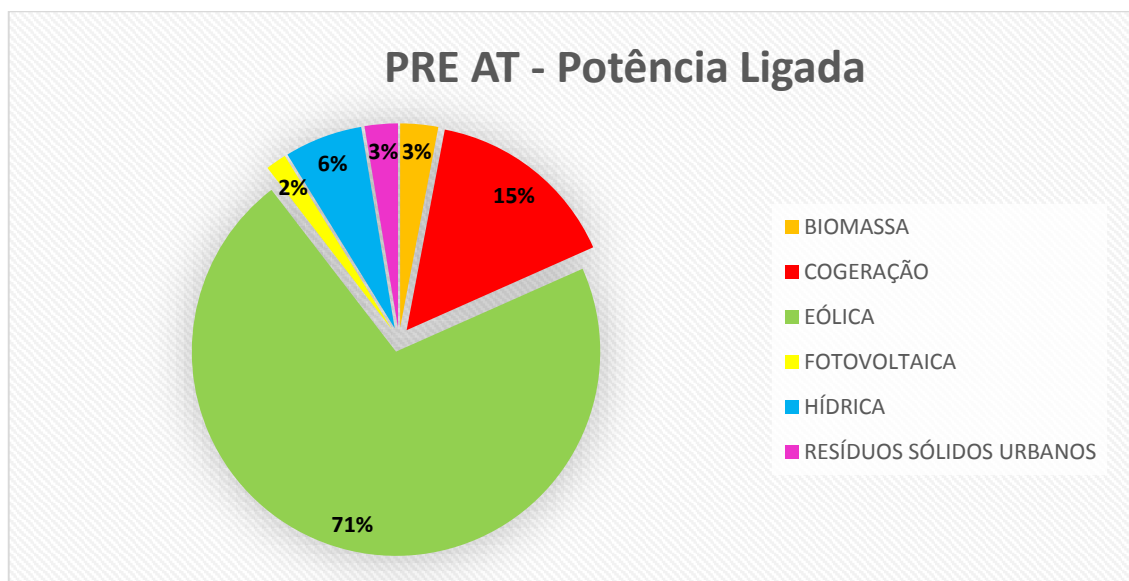


Figura 2.5 - Distribuição da potência ligada de PRE na rede AT por tipo de tecnologia.

Observa-se que a potência ligada³ correspondente às centrais de cogeração é bastante inferior à respetiva potência instalada. De facto, devido à maioria das cogerações corresponder a unidades fabris particulares, e estas se encontrarem em zonas próximas de centros de consumo das cidades do litoral, há necessidade de limitar a potência que elas podem injetar na rede AT.

Fazendo agora uma caracterização da PRE por zona geográfica, e dividindo Portugal em duas zonas (Norte e Sul), obtêm-se os resultados ilustrados nos gráficos seguintes. Pela zona Norte consideram-se as DRC Norte, Porto e Mondego, e pela zona Sul, as DRC Tejo, Lisboa e Sul.

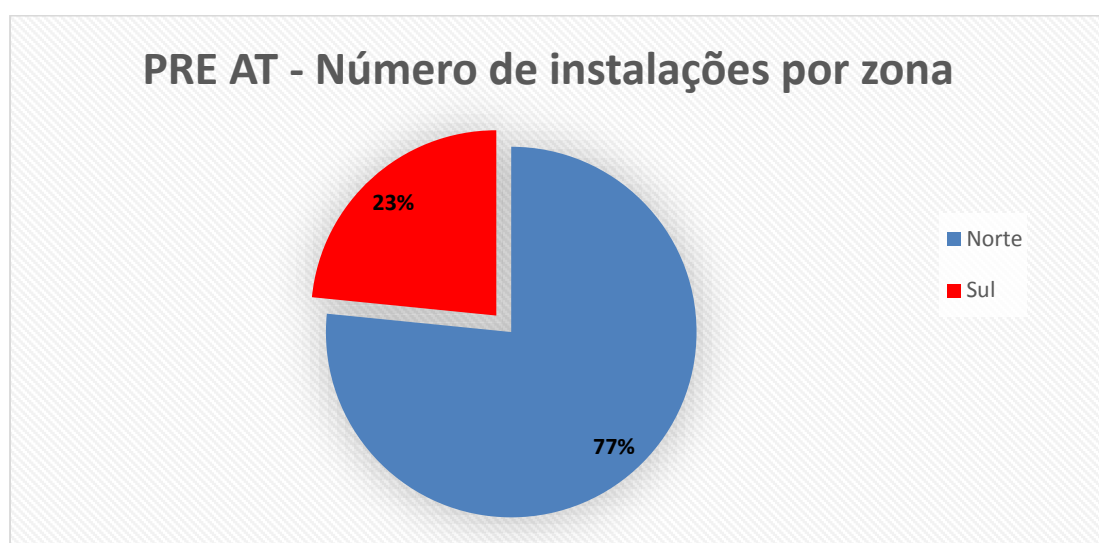


Figura 2.6 - Número de instalações PRE na rede AT por zona geográfica.

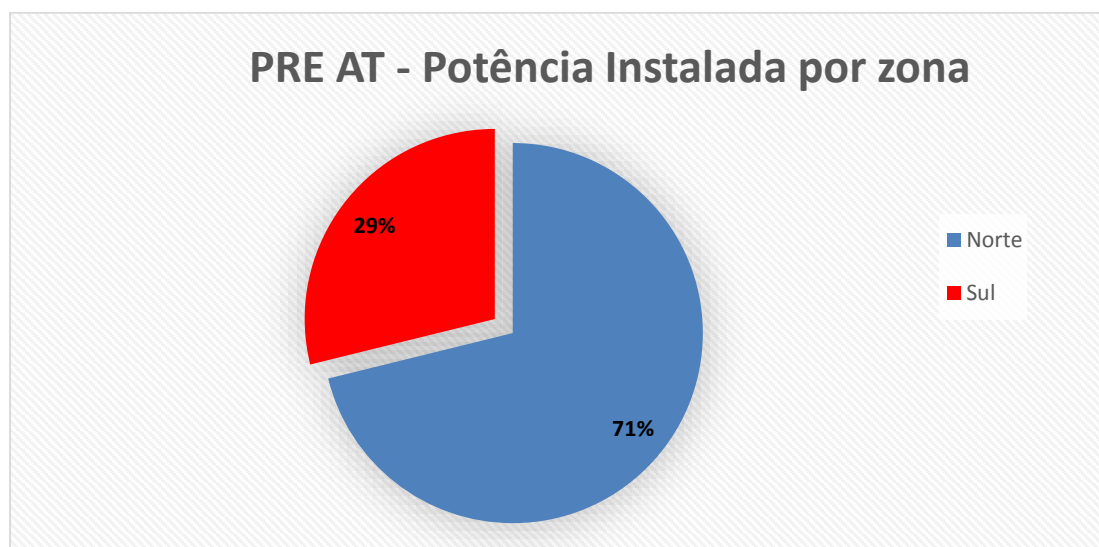


Figura 2.7 - Distribuição da potência instalada de PRE na rede AT por zona geográfica.

³ Parte da potência instalada que cada PRE está autorizada a injetar na rede.

A distribuição da PRE quer em número de instalações quer em potência instalada em Portugal Continental, é bastante desigual, estando principalmente concentrada na zona Norte.

As figuras seguintes mostram a distribuição de PRE por DRC, tanto em número de instalações, como em termos de potência instalada.

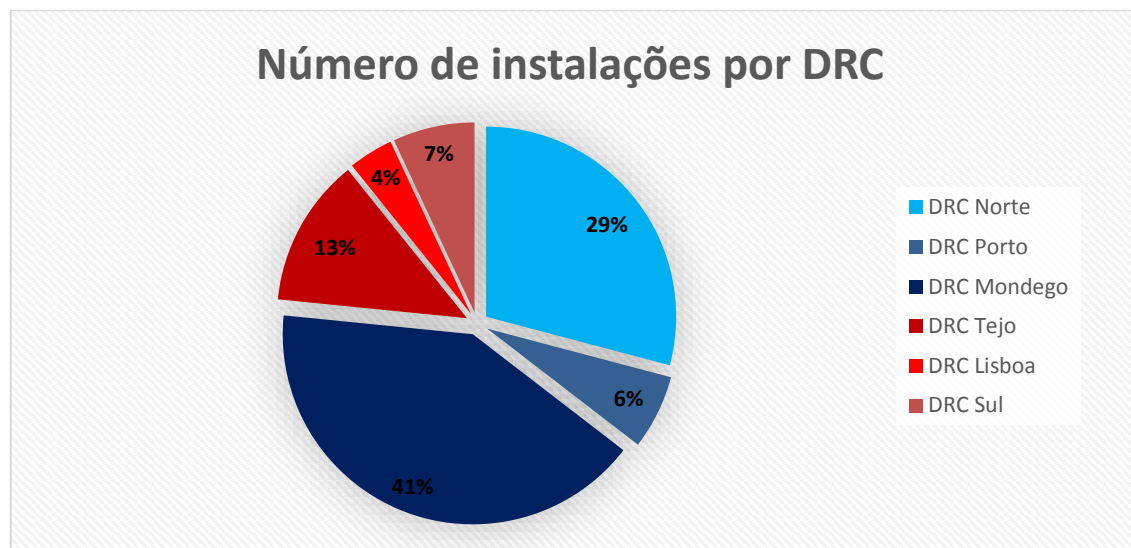


Figura 2.8 -Número de instalações PRE na rede AT por DRC.

Observando o gráfico acima, conclui-se que a maioria da PRE, está localizada nas DRC Mondego e DRC Norte. De facto, estas duas DRC compreendem 70% da PRE existente em Portugal. Por outro lado, nas DRC Porto e DRC Lisboa, o número de PRE é bastante menor, o que não é de todo ideal, já que a maior concentração de carga está precisamente nestas duas DRC.

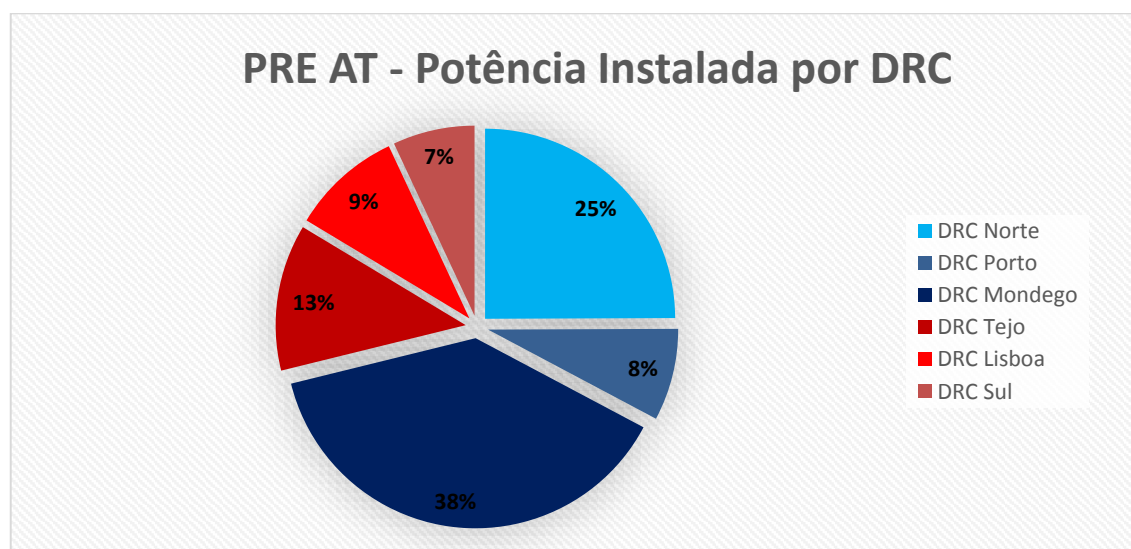


Figura 2.9 - Distribuição da potência instalada de PRE na rede AT por DRC.

É também nas DRC Mondego e Norte que se encontra a maior parte da potência instalada de PRE AT. A distribuição percentual por DRC, é bastante semelhante à do gráfico anterior, verificando-se apenas algumas diferenças nas percentagens para as DRC Porto e Lisboa. No que diz respeito à potência instalada, a percentagem sobe nestas DRC, devido ao facto das PRE aí existentes, serem maioritariamente do tipo cogeração.

Os gráficos abaixo, comparam para cada DRC, o tipo de tecnologia de PRE aí predominante.

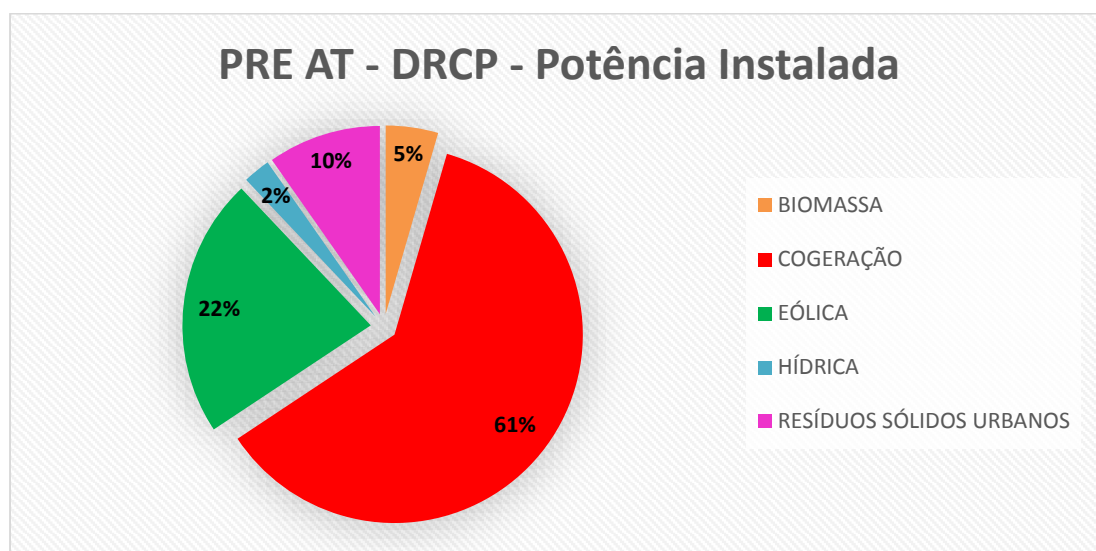


Figura 2.10 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Porto, por tipo de tecnologia.

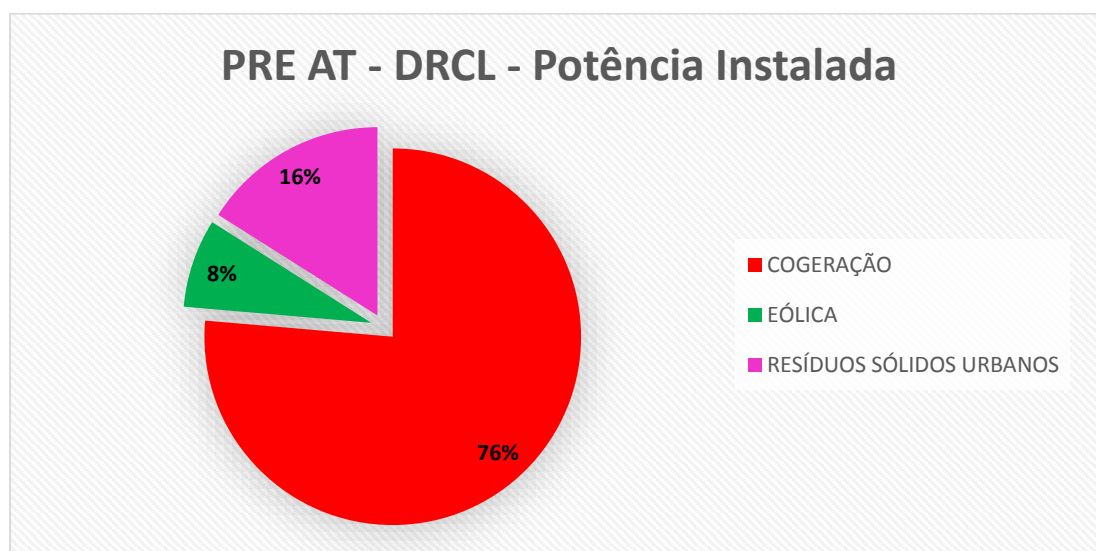


Figura 2.11 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Lisboa, por tipo de tecnologia.

Como é possível observar nos gráficos acima, a PRE AT existente nas duas DRC que englobam as duas maiores cidades de Portugal, e a que correspondem os maiores centros de consumo, é maioritariamente do tipo cogeração.

Por fim, há que referir, que estas são as únicas DRC do país que possuem PRE do tipo RSU, já que é nelas que estão localizadas as empresas responsáveis pela gestão de resíduos das duas maiores cidades do país.

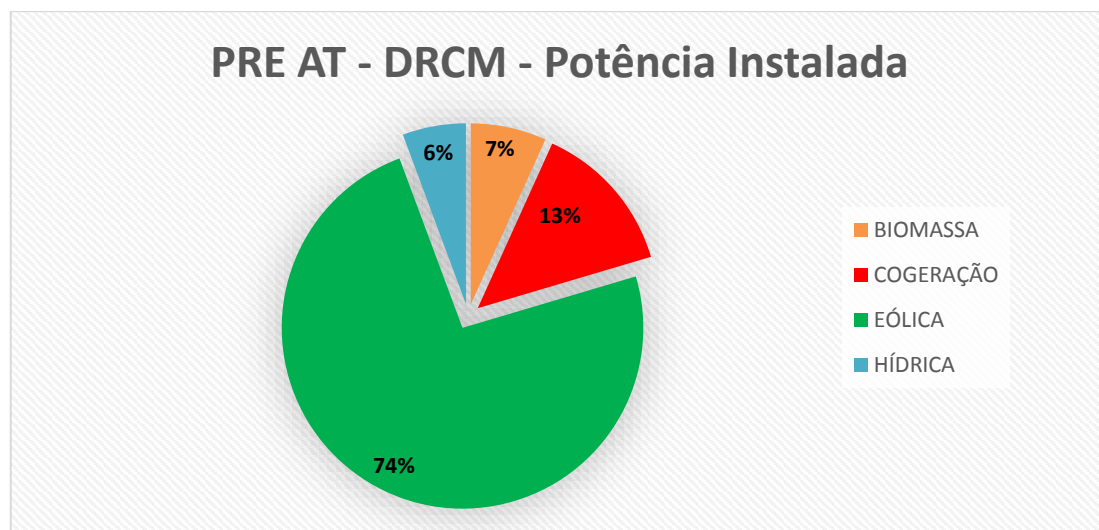


Figura 2.12 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Mondego, por tipo de tecnologia.

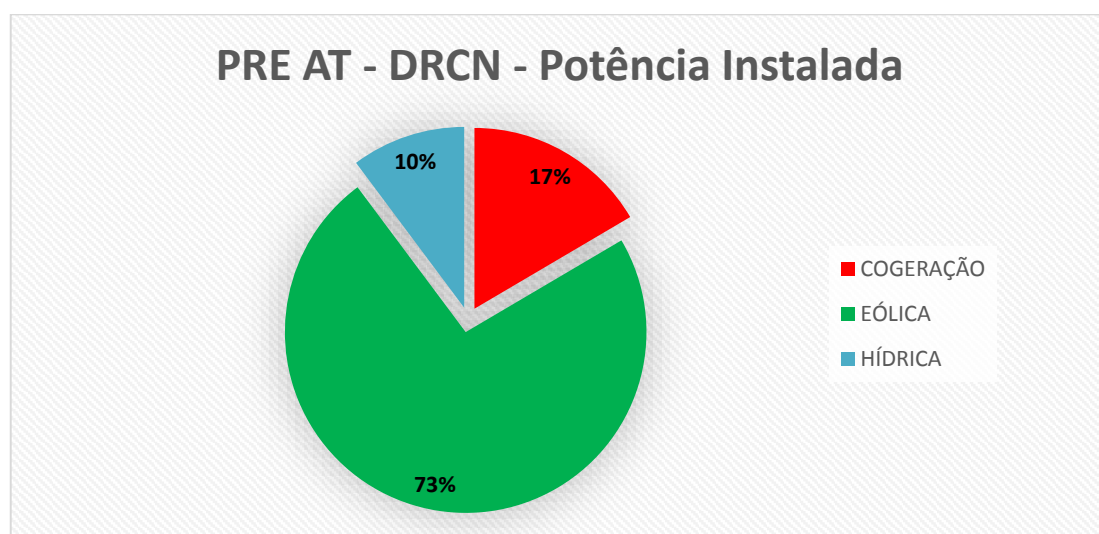


Figura 2.13 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Norte, por tipo de tecnologia.

Por outro lado, nas DRC Mondego e Norte é visível uma predominância da PRE do tipo eólico, que representa respetivamente 74% e 73% da potência instalada PRE. Estas DRC abrangem zonas geográficas mais rurais do interior do país, onde relevos montanhosos, com cotas mais altas, tornam mais propício o aproveitamento do vento.

Devido a esta predominância do tipo eólico, a PRE nestas DRC tende a ser imprevisível, o que se traduz em diagramas temporais de potência injetada pouco regulares e pouco padronizados, como se pode observar nos perfis de produção no Anexo A.

A estas DRC, corresponde a maior percentagem de potência instalada PRE em Portugal. Isto não é de todo ideal, já que, na generalidade, as PRE destas DRC distam bastante dos principais centros de consumo, o que contribui para o aumento das perdas Joule nas linhas.

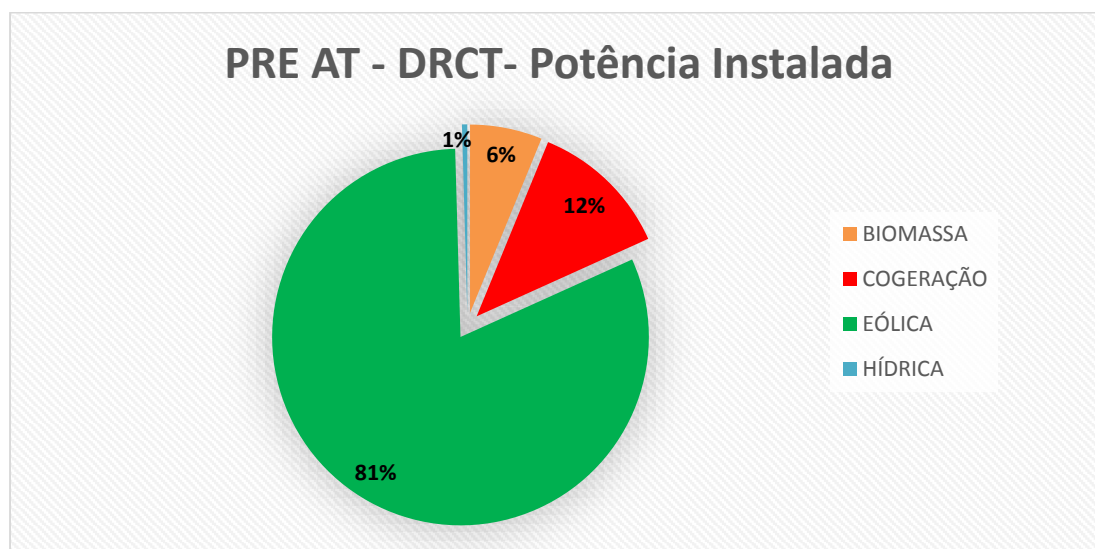


Figura 2.14 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Tejo, por tipo de tecnologia.

Também na DRC Tejo, se observa uma grande predominância da PRE do tipo eólico, que neste caso representa 80% da potência instalada nesta DRC. Tal como nas duas DRC acima, esta é uma DRC que abrange áreas rurais, caracterizadas por terem pouco consumo para onde escoar a energia produzida pelos parques eólicos. Os diagramas temporais de potência injetada desta DRC, são também bastante imprevisíveis e pouco padronizados.

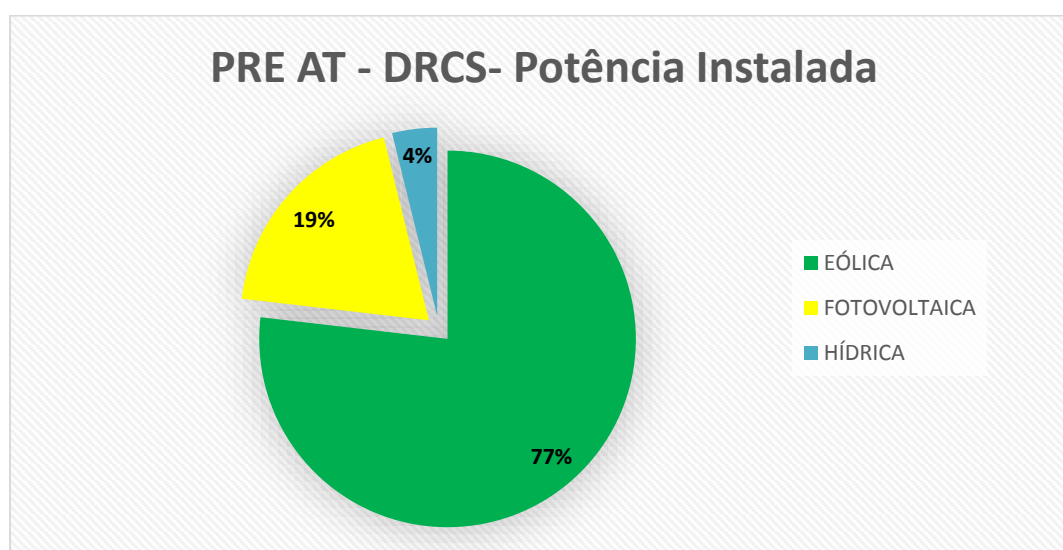


Figura 2.15 - Distribuição da potência instalada de PRE na DRC Sul, por tipo de tecnologia.

Finalmente, apresenta-se a distribuição de potência instalada PRE na DRC Sul, que genericamente, compreende as regiões do Algarve e Alentejo.

Nesta DRC, existe mais uma vez uma predominância da PRE eólica, na ordem dos 77%, não existindo PRE do tipo cogeração, biomassa, e RSU.

Por outro lado, esta é a única DRC que compreende PRE fotovoltaica, representada em 19% do total. De facto, o elevado número de horas de sol por ano nas regiões desta DRC, assim como os extensos territórios planos, constituem o local ideal para a instalação de parques, deste tipo de energia.

Toda a informação apresentada nesta secção apresenta-se resumida na seguinte tabela.

Tabela 2.1 - Distribuição da PRE em Portugal.

Zona	DRC	Ponto Injector	Potência Instalada [kVA]	Potência Ligada [kVA]	Número de Instalações
Norte	Mondego	Bodiosa	188.885	180.906	7
		Carrapatelo	201.694	189.412	6
		Chafariz	124.600	115.900	5
		Estarreja	43.000	43.000	1
		Falagueira	68.140	40.865	4
		Ferro	100.702	90.401	6
		Lavos	240.700	85.000	4
		Penela	164.101	148.131	6
		Pereiros	144.260	129.704	7
		Pocinho	8.460	8.460	1
		Tábua	64.500	62.800	2
		Torrão	75.034	70.200	5
		Valdigem	94.711	84.149	4
		Vila Chã	70.370	62.170	6
		Zêzere	14.000	10.000	1
		Mondego Total	1.603.157	1.321.098	65
	Norte	Chaves	65.117	56.492	4
		Frades	192.347	159.049	5
		Macedo de Cavaleiros	62.496	62.496	1
		Pedralva	14.517	14.517	1
		Riba d'Ave	134.385	120.881	11
		Valdigem	99.374	95.362	6
		Valpaços	20.200	20.000	2
		Vermoim	6.250	5.380	1
		Vila Fria	213.647	159.086	6
		Vila Pouca de Aguiar	233.177	196.894	9

Norte Total		1.041.510	890.157	46
Porto	Custóias	113.500	102.000	1
	Estarreja	52.818	47.234	4
	Mourisca	128.877	91.150	4
	Vermoim	31.760	27.000	1
Porto Total		326.955	267.384	10
Total Norte		2.971.622	2.478.639	121
Lisboa	Alto de Mira	29.900	29.900	1
	Fanhões	95.100	95.100	2
	Fernão Ferro	96.697	50.000	1
	Setúbal	171.400	48.000	2
Lisboa Total		393.097	223.000	6
Sul	Alqueva	57.000	56.600	3
	Ferreira do Alentejo	40.492	37.965	2
	Portimão	120.941	112.641	5
	Tavira	72.500	56.700	1
	Sul Total	290.933	263.906	11
Sul	Batalha	111.967	100.167	3
	Carregado	47.300	44.388	2
	Carvoeira	19.350	19.350	1
	Falagueira	23.550	21.660	2
	Fanhões	30.050	23.300	1
	Lavos	37.500	34.425	1
	Pombal	21.500	21.500	1
	Rio Maior	148.279	135.928	3
	Zêzere	81.150	60.077	6
	Tejo Total	520.646	460.795	20
Total Sul		1.204.676	947.701	37
Total Nacional		4.176.298	3.426.340	158

2.7 - A PRE em 2013

O programa utilizado nas simulações (DPlan Despacho) não foi especialmente talhado para a determinação das perdas em grandes quantidades de cenários. Por exemplo, para analisar um determinado período de tempo, cada cenário de PRE a simular exigirá um conjunto de simulações para diferentes horas. Estas simulações, têm que ser executadas hora a hora, não sendo possível de momento automatizar o processo. Assim, o tempo despendido para simular cada cenário de PRE é atualmente elevado, não sendo possível simular um tão grande número de cenários como seria desejado. Note-se que o ideal seria a análise de todas as horas de um

ano completo. Uma vez que tal não é viável, optou-se por caracterizar o comportamento da PRE e, a partir daí, selecionar um conjunto de casos restrito mas representativo.

Na secção anterior foi feita a introdução estatística da distribuição de PRE em Portugal. A presente secção analisa a produção de PRE que ocorreu efetivamente ao longo do ano de 2013, de modo a tentar identificar cenários de produção característicos, que tenham pertinência para o estudo das perdas.

Foi facultado pela EDP um registo de telecontagem com valores medidos de meia em meia hora, para todo o ano de 2013:

- da carga nas SE AT/MT e clientes AT.
- da potência injetada pela PRE AT.
- da potência injetada pela PRE MT.

Com este registo de telecontagem, foi possível trabalhar os dados, de modo a obter um gráfico com a PRE AT discriminada geograficamente por DRC. Assim, foram obtidas seis curvas diferentes, cada uma representando uma das DRC (Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa e Sul). Este gráfico encontra-se representado no Anexo A.

Embora, esta representação não seja a ideal para o estudo da PRE⁴, é possível ainda assim, identificar alguns padrões e características típicas da PRE, em algumas das DRC.

De facto, filtrando os valores mensalmente de modo a apresentar no gráfico as curvas de PRE relativas a apenas um dos meses, estas tornam-se bastante mais amigáveis de analisar. No Anexo B, encontra-se representado o gráfico de PRE AT relativo ao mês de Dezembro de 2013.

O passo seguinte, consiste em analisar individualmente cada curva, de modo a identificar os cenários mais plausíveis de PRE para cada uma das DRC, que possam posteriormente vir a ser simulados.

Observando as curvas das DRC Porto e DRC Lisboa, denota-se que estas são bastante constantes, em relação às outras curvas. Esta era uma característica esperada para estas duas DRC, visto a maior parte das PRE ligadas ser do tipo cogeração, tal como referido anteriormente.

⁴ A representação da PRE AT para todo o ano, torna o gráfico bastante carregado, devido à exibição de muita informação num eixo de abcissas demasiado curto.

Assim sendo, pode assumir-se desde já a hipótese da PRE ser constante nestas duas DRC, com o valor médio das respetivas curvas de potência.

Relativamente às curvas nas restantes DRC, observa-se que são bastante mais acidentadas, com picos e cavas de produção acentuados e aparentemente aleatórios. Esta é uma característica da PRE de origem eólica, predominante nestas DRC.

2.7.1- Correlação da PRE nas diferentes DRC

Observando as curvas de PRE do Anexo A, parece existir uma certa hierarquia entre elas, sendo notável a elevada produção da DRC Mondego face a todas as outras. De uma maneira geral, a PRE Mondego é sempre superior à PRE que lhe segue, a PRE Norte. Esta, por sua vez é quase sempre superior à PRE Tejo. Para além disso, observando os gráficos mensais, parece existir uma certa correlação entre estas três DRC.

De modo a provar numericamente o que uma análise baseada puramente na observação gráfica aparenta indicar, foi calculado o coeficiente de correlação de Pearson [7] para as combinações de PRE nas diferentes DRC.

Segundo [16] “em estatística descritiva, o coeficiente de correlação de Pearson, também chamado de coeficiente de correlação produto-momento, ou simplesmente de ρ de Pearson, mede o grau da correlação (e a direção dessa correlação - se positiva ou negativa) entre duas variáveis de escala métrica (intervalar ou de rácio/razão)”.

Este coeficiente constitui assim um bom indicador, quando se tenta perceber se existe alguma relação linear *entre as variações de PRE (subidas e descidas) nas diferentes DRC.

Tabela 2.2 – Coeficientes de correlação de Pearson

	<i>DRCN</i> <i>PRE AT</i>	<i>DRCP</i> <i>PRE AT</i>	<i>DRCM</i> <i>PRE AT</i>	<i>DRCT</i> <i>PRE AT</i>	<i>DRCL</i> <i>PRE AT</i>	<i>DRCS</i> <i>PRE AT</i>	<i>TOTAL</i> <i>PRE AT</i>
<i>DRCN PRE AT</i>	100,00%						
<i>DRCP PRE AT</i>	27,23%	100,00%					
<i>DRCM PRE AT</i>	85,41%	30,52%	100,00%				
<i>DRCT PRE AT</i>	42,86%	11,06%	60,36%	100,00%			
<i>DRCL PRE AT</i>	24,96%	18,95%	29,89%	32,69%	100,00%		
<i>DRCS PRE AT</i>	16,30%	-3,45%	28,03%	56,73%	9,33%	100,00%	
<i>TOTAL PRE AT</i>	88,77%	32,57%	96,82%	71,98%	36,11%	40,68%	100,00%

Tal como se adivinhava, existe um elevado grau de correlação entre as DRC Mondego e Norte e as DRC Mondego e Tejo. De facto, estes resultados fazem sentido, já que a área geográfica abrangida pela DRC Norte é consecutiva à área geográfica abrangida pela DRC Mondego, que por sua vez é consecutiva à área abrangida pela DRC Tejo.

Por esta razão, é mais provável que DRC consecutivas sejam afetadas por condições climatéricas semelhantes. Tendo em conta a forte influência que a PRE eólica tem nestas DRC, é espetável que exista uma correlação mais forte entre as suas produções.

Nesta linha de pensamento, observa-se que a correlação entre as DRC Tejo e Sul é também significativa.

Por outro lado, as DRC Porto e Lisboa, possuem coeficientes de correlação baixos, o que prova uma certa “independência” da PRE nestas DRC, entre elas, e relativamente a todas as outras.

Como a cogeração (predominante nestas DRC) não é influenciada pelos fatores climatéricos, e a sua fonte de energia primária é armazenável e pode ser usada quando pretendida (gás, carvão, fuelóleo), a produção nestas DRC caracteriza-se por ter regimes com patamares bem definidos.

Assim, os diagramas de potência injetada tendem a ser constantes ao longo do tempo, o que ajuda a prever e padronizar esses mesmos níveis de PRE, nestas DRC.

Por fim, olhando para a correlação que cada PRE tem com o total geral de PRE, verifica-se a fortíssima influência que a PRE das DRC Mondego, Norte e Tejo tem na PRE total. Tal como mostrado anteriormente, estas três DRC representam 76% da potência PRE instalada.

2.7.2- Número de horas por nível de produção

O estudo de correlação apresentado na secção anterior é importante para enquadrar o problema. Contudo, para responder à pergunta “Que cenários de PRE considerar nas simulações?” será necessário também fazer uma análise do número de horas anual que a PRE de uma DRC esteve em determinado nível de produção.

Considerando o valor 3426 MW como a totalidade de potência ligada de PRE AT em Portugal, é possível usar este valor como base para o nível de produção. Assim, este valor corresponderá a 100% de potência injetada.

Usando o registo de telecontagem do ano de 2013 e convertendo os valores de PRE horários para a base escolhida, é possível para cada DRC, contabilizar o número de horas em que a PRE esteve a produzir num determinado patamar de produção.

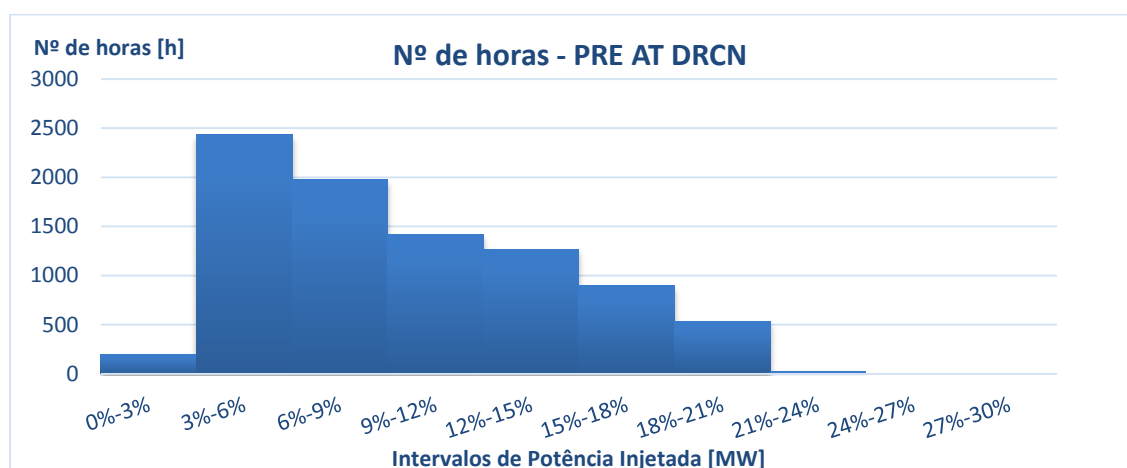


Figura 2.16 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Norte, esteve num determinado patamar de produção.

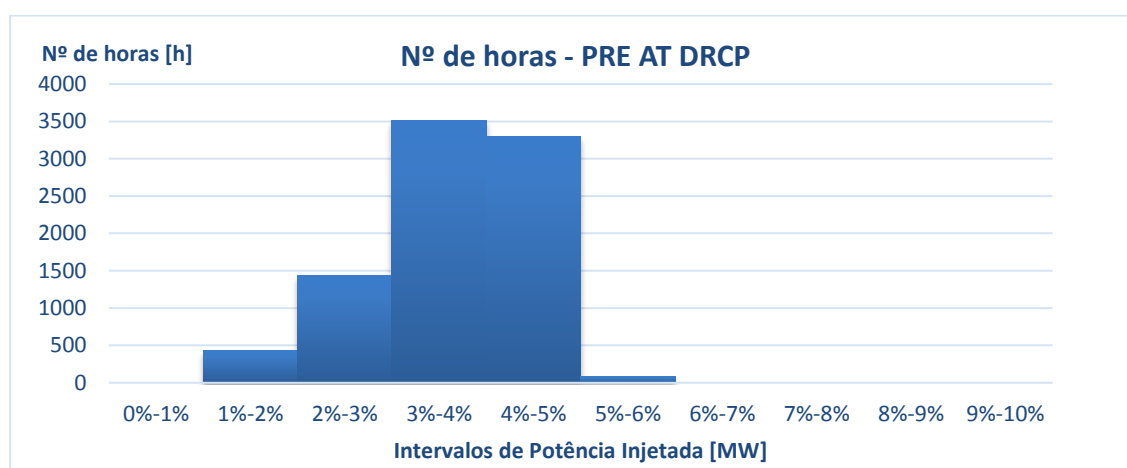


Figura 2.17 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Porto, esteve num determinado patamar de produção.

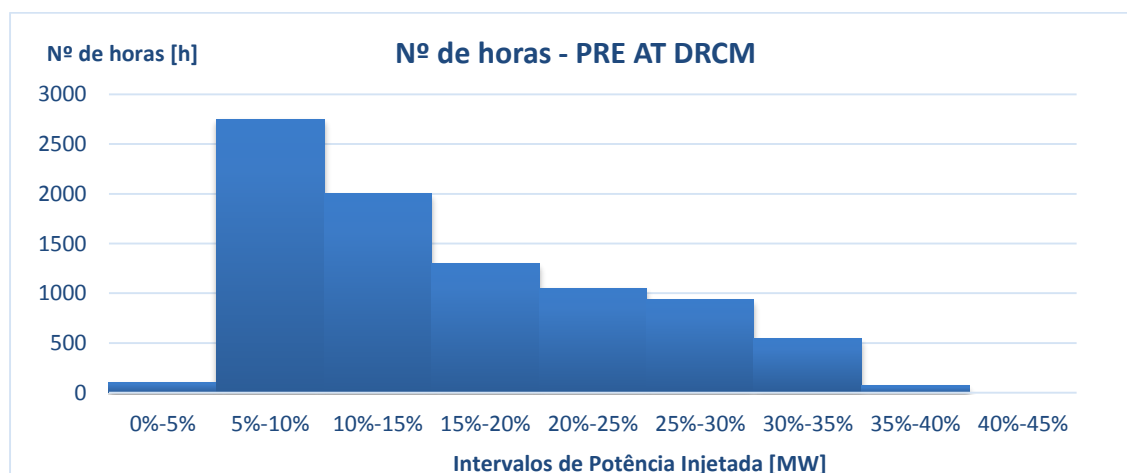


Figura 2.18 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Mondego, esteve num determinado patamar de produção.

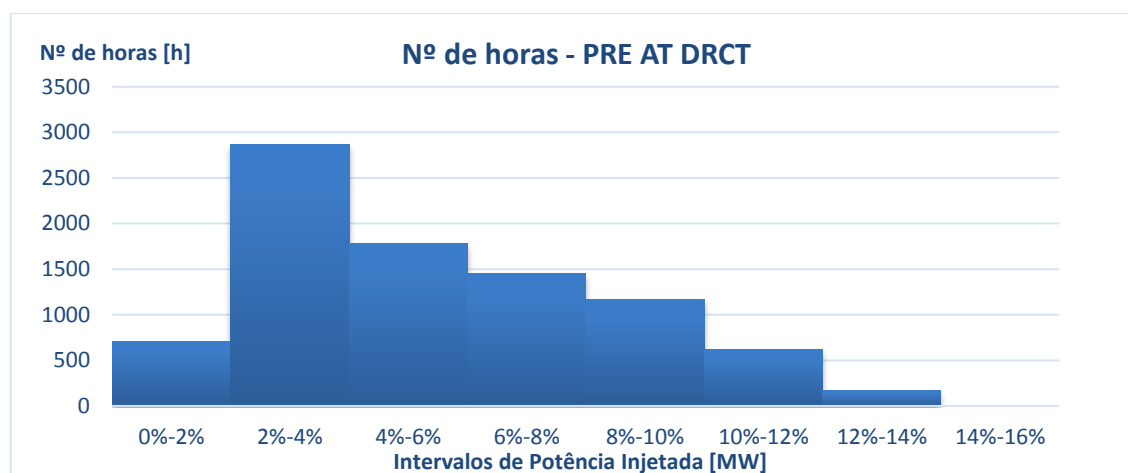


Figura 2.19 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Tejo, esteve num determinado patamar de produção.

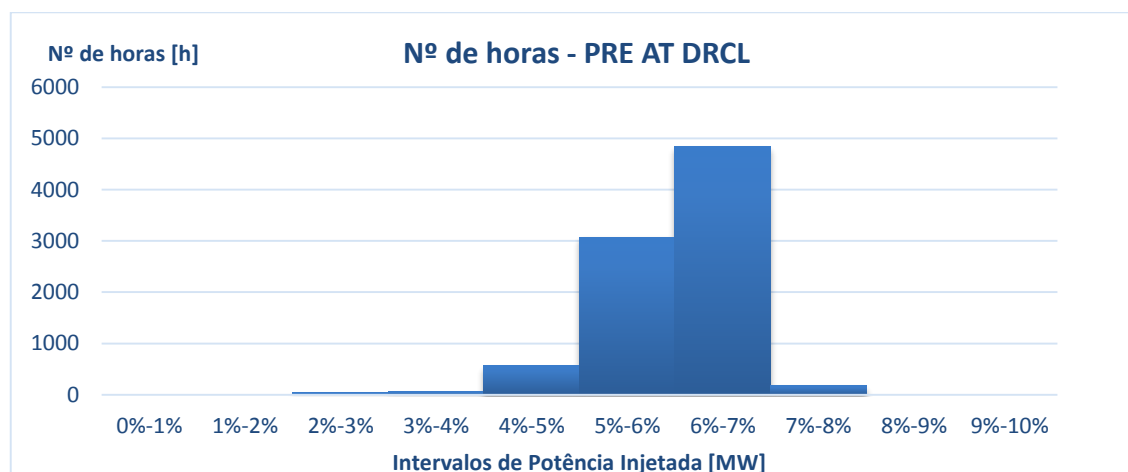


Figura 2.20 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Lisboa, esteve num determinado patamar de produção.

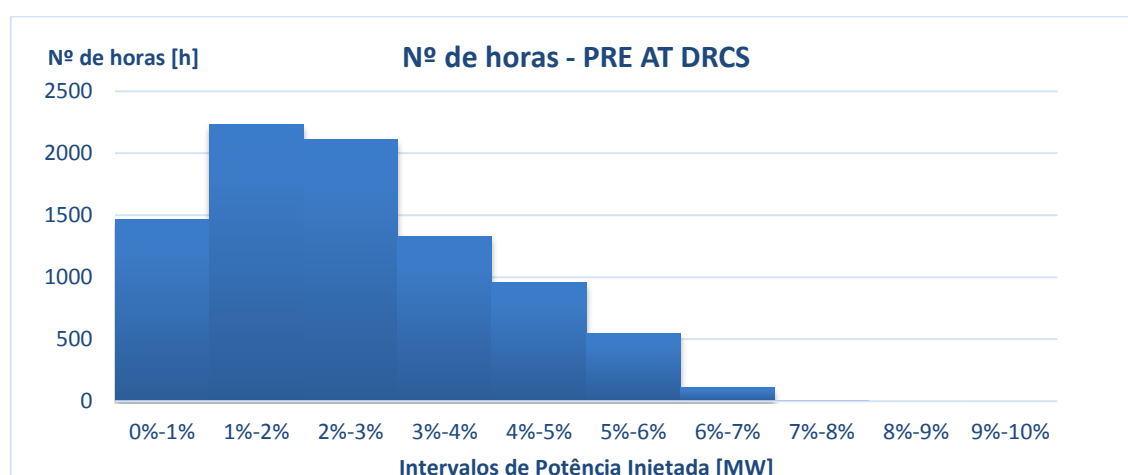


Figura 2.21 - Contagem do número de horas em que a PRE na DRC Sul, esteve num determinado patamar de produção.

A escala dos patamares de produção varia nas diferentes DRC, já que os valores máximos e mínimos de produção também variam, originando intervalos de produção com amplitudes diferentes.

Para as DRC Porto, Lisboa e Sul foram escolhidos patamares de produção em intervalos de 1%, devido ao intervalo entre o valor máximo e mínimo ser pequeno. Para a DRC Tejo, visto o intervalo ser um pouco maior, foram escolhidos patamares de 2%. O mesmo raciocínio foi aplicado para a DRC Norte e DRC Mondego, com patamares de 3% e 5%, respetivamente.

Tabela 2.3 – Máximos, médias e mínimos de PRE em 2013 por DRC				
	MÁXIMO	MÉDIA	MÍNIMO	PATAMAR
DRCN	21,60%	10%	1,22%	3%
DRCP	5,17%	4%	1,10%	1%
DRCM	36,57%	16%	1,68%	5%
DRCT	13,07%	5%	0,68%	2%
DRCL	7,36%	6%	2,46%	1%
DRCS	7,33%	3%	0,00%	1%

2.7.3 - Os cenários PRE ALTA e PRE BAIXA

Devido ao facto do programa utilizado nas simulações não ser especialmente talhado para a determinação das perdas num determinado período de tempo⁵, cada cenário de PRE a simular, exigirá um conjunto de simulações para diferentes horas. Estas simulações, têm que ser executadas hora a hora, não sendo possível automatizar o processo. Assim o tempo despendido para simular cada cenário de PRE é elevado, não sendo possível simular um tão grande número de cenários como seria desejado.

Observando os gráficos, e com a informação explicitada na tabela, tentaram-se encontrar cenários de PRE cujos níveis de produção nas diferentes DRC, fossem minimamente plausíveis, de modo a obter cenários realistas aquando das simulações.

Não obstante, foram seleccionados dois cenários de PRE bastante plausíveis ao longo do ano de 2013. Estes dois cenários, tentam representar uma situação em que haja grande produção PRE, e outra situação em que a produção PRE seja baixa.

Os dois cenários, denominados de PRE ALTA e PRE BAIXA, encontram-se caracterizados a seguir.

⁵ Este aspeto será abordado mais detalhadamente no Capítulo 3.

Foi definido que para as DRC Norte, Mondego e Tejo, a produção a considerar para o cenário PRE ALTA corresponderia à seguinte fórmula:

$$P_{Alta} = \frac{MÁX+MÉDIA}{2} \quad (2.1)$$

Onde:

P_{Alta} - Valor total de produção a considerar numa das DRC para o cenário PRE ALTA;

$MÁX$ - Valor máximo de produção PRE registado ao longo do ano de 2013;

$MÉDIA$ - Valor médio de produção PRE registado ao longo do ano de 2013.

Nas DRC Porto, Lisboa e Sul, devido ao perfil mais constante que a PRE demonstra, o cenário de PRE ALTA corresponderia simplesmente à média de produção anual.

Para o cenário de PRE BAIXA, o valor de PRE a considerar foi calculado através da fórmula abaixo, para as DRC Norte, Mondego e Tejo.

$$P_{Baixa} = \frac{MÍN+MÉDIA}{2} \quad (2.2)$$

Onde:

P_{Baixa} - Valor total de produção a considerar numa das DRC para o cenário PRE BAIXA;

$MÍN$ - Valor mínimo de produção PRE registado ao longo do ano de 2013;

$MÉDIA$ - Valor médio de produção PRE registado ao longo do ano de 2013.

Nas DRC Porto, Lisboa e Sul, a produção a considerar para o cenário de PRE BAIXA é igual à produção considerada no cenário PRE ALTA, ou seja, corresponde também à média de produção anual.

Usando estas expressões, calcularam-se os seguintes valores de produção para os cenários de PRE ALTA e PRE BAIXA. Também se tentou perceber se estes valores se encontravam em patamares de produção frequentes, ao longo do ano de 2013.

Tabela 2.4 – Caracterização da PRE nos cenários PRE ALTA e PRE BAIXA

	PRE ALTA		PRE BAIXA	
	Valor Produção	% Horas por ano	Valor Produção	% Horas por ano
DRCN	15,6%	10,3%	5,4%	27,8%
DRCP	3,7%	40,0%	3,7%	40,0%
DRCM	26,2%	10,7%	8,7%	31,4%
DRCT	9,3%	13,3%	3,1%	32,7%
DRCL	6,0%	55,3%	6,0%	55,3%
DRCS	2,5%	24,1%	2,5%	24,1%

Na generalidade, os patamares de produção, onde estão inseridos cada um dos valores de injeção calculados, obtêm uma quota significativa de horas por ano.

No caso das DRC Porto e Lisboa, os cenários PRE ALTA e PRE BAIXA foram modelizados com o mesmo valor de potência. A escolha da média revela-se uma boa opção, como confirmam as quotas horárias correspondentes, ambas com valores elevados (40,0% e 55,3%).

A DRC Sul foi também modelizada com o valor médio de modo a simplificar o estudo, já que, se assemelha em média de produção e potência instalada às DRC Porto e Lisboa.

Nas restantes DRC Norte, Mondego e Tejo, verifica-se que o valor de produção escolhido em cada uma, para representar o cenário de PRE BAIXA, corresponde respetivamente, ao patamar de injeção com maior frequência horária durante o ano. Isto prova que em cada uma destas DRC este valor de produção é muito frequente durante o ano.

Com o estudo efetuado anteriormente, sabe-se que a correlação entre as DRC Mondego e Norte, e as DRC Mondego e Tejo é bastante elevada. Assim, é bastante plausível que o patamar de produção com maior quota horária ao longo do ano da DRC Norte, tenha correspondido por diversas vezes ao patamar de produção com maior quota horária da DRC Mondego.

Desta maneira, fica assim fundamentada a escolha dos valores de injeção que caracterizam o cenário de PRE BAIXA.

No caso do cenário de PRE ALTA para as DRC Norte, Mondego e Tejo, verifica-se que as quotas horárias correspondentes aos valores de produção escolhidos, não são tão elevadas como no caso do cenário de PRE BAIXA (na ordem dos 10%). No entanto, estes valores para as quotas horárias, provam que os valores de produção são, ainda assim, bastante representativos.

Capítulo 3

O *Software* DPlan Despacho

O objetivo principal desta tese é a estimação das perdas Joule na rede AT. Estudos semelhantes já foram previamente realizados. Uma das diferenças relativamente a outros estudos é principalmente o simulador utilizado, o DPlan Despacho versão 2.4, que se pensou inicialmente ser o programa ideal para realizar as simulações.

Este capítulo serve não só para apresentar um pouco as características e funcionalidades do programa, mas também para mostrar como as suas limitações condicionaram o estudo das perdas na rede AT que se pretendeu fazer.

Nas secções seguintes, justifica-se a razão da escolha do DPlan Despacho como simulador utilizado para realizar o estudo, descrevem-se as vantagens e desvantagens do programa, e justifica-se, por um lado, a necessidade de se terem usado cenários de PRE hipotético em detrimento de valores de PRE reais para o ano em estudo, e por outro lado, a necessidade de se ter adotado um método de estimação das perdas anuais, por aproximações polinomiais, em detrimento da determinação das mesmas por meios de simulação automática e direta pelo simulador.

3.1 - O DPlan Despacho

O DPlan é uma ferramenta informática que foi concebida para servir dois propósitos.

- Planeamento operacional da rede;
- Planeamento de expansão da rede.

O DPlan é um sistema de planeamento de apoio à decisão, no sentido em que propõe decisões de investimento e de operação ideais. Essas decisões podem ser investimentos,

manobras de reconfiguração, manobras de socorro, substituição de cabos e linhas, etc. O DPlan é capaz de evidenciar as melhores decisões para o utilizador, de as comunicar a outros sistemas, e de documentar essa seleção.

Assim, o DPlan é um programa que está vocacionado para a otimização do planeamento da rede, sejam eles planos de reconfiguração para operação ideal, ou planos de investimento para a expansão otimizada da rede.

O DPlan Despacho é a variante operacional do DPlan, ainda em versão beta, dada a possibilidade de simulação de rede em modo on-line e integração com um conjunto alargado de várias fontes de dados, tais como o SIT⁶, o BI SCADA⁷, telecontagem, entre outros.

A saída de resultados do DPlan Despacho é feita para um ficheiro de dados Excel, não permitindo a programação de conjuntos de casos, para períodos de tempo que podem variar entre horas, dias ou meses ou automatização de outro tipo de simulações.

3.1.1 - Funcionalidades do Programa

O DPlan Despacho é um sistema computacional para planeamento e operação de redes de distribuição de energia elétrica que integra múltiplas funcionalidades:

- **Análise e otimização:** com avaliação do desempenho do sistema incluindo análise de investimento, fiabilidade, qualidade de serviço, trânsito de energia, curto circuitos, etc. A análise é instantânea e ocorre sempre que alguma grandeza do sistema é alterada. A análise do sistema é feita numa janela, e a análise da solução ideal noutra janela. As funcionalidades de análise e otimização integradas, com as avançadas funcionalidades de interface, permitem ao usuário fazer um planeamento da rede otimizado.
- **Restabelecimento de manobras:** para planeamento de indisponibilidades, socorro a defeitos para a reposição do serviço, elaboração de planos de contingência e estudos de manobras.
- **Processamento de dados:** com facilidades avançadas de edição, selecção, união, visualização geográfica (incluindo mapas raster e vectoriais), procura, etc.
- **Comunicação:** com facilidades de comunicação cliente-servidor, gestão de actualização de informação, exportação para verificações, importação de dados do SCADA, e exportação e importação em formato de texto para comunicação com aplicações externas.

⁶ Sistema de Informação Técnica usado pela EDP que permite a visualização, identificação e localização geográfica real de todos os elementos da RND.

⁷ BI-SCADA é a base de dados do SCADA.

3.1.2 - Ferramentas úteis do programa

O DPlan Despacho permite a importação de redes energéticas a partir do Sistema de Informação Técnica (SIT) da EDP Distribuição e visualizá-las numa interface gráfica bastante apelativa e simples de usar, após a percepção da filosofia base do programa.

O DPlan, é ideal para representar redes bastante extensas como é o caso da rede AT Nacional, já que a identificação das subestações, PRE e clientes, é feita através de *sites*.

Um *site* é uma representação nodal numa rede arbitrariamente complexa, tipicamente a rede associada ao esquema interno de uma instalação, subestação, posto de seccionamento, central, etc. Os *sites* permitem:

- Ter uma visão simplificada da rede se as redes das instalações forem representadas como símbolos de nós.
- Ter uma representação tão realista quanto se queira se as redes das instalações forem representadas com todo o detalhe num esquema unifilar.

Qualquer que seja a representação, a análise em DPlan Despacho é corrida sempre sobre a representação detalhada. Os *sites* são meras abstrações gráficas para comodidade do utilizador.

Na visualização simplificada, cada *site* é um ponto irredutível, mesmo com a aproximação do *zoom*, e a ele interligam uma ou mais linhas. Se for pressionada uma combinação de teclas específicas, é possível “abrir” o site numa janela menor, e visualizar com detalhe, os elementos individuais, constituintes da subestação.

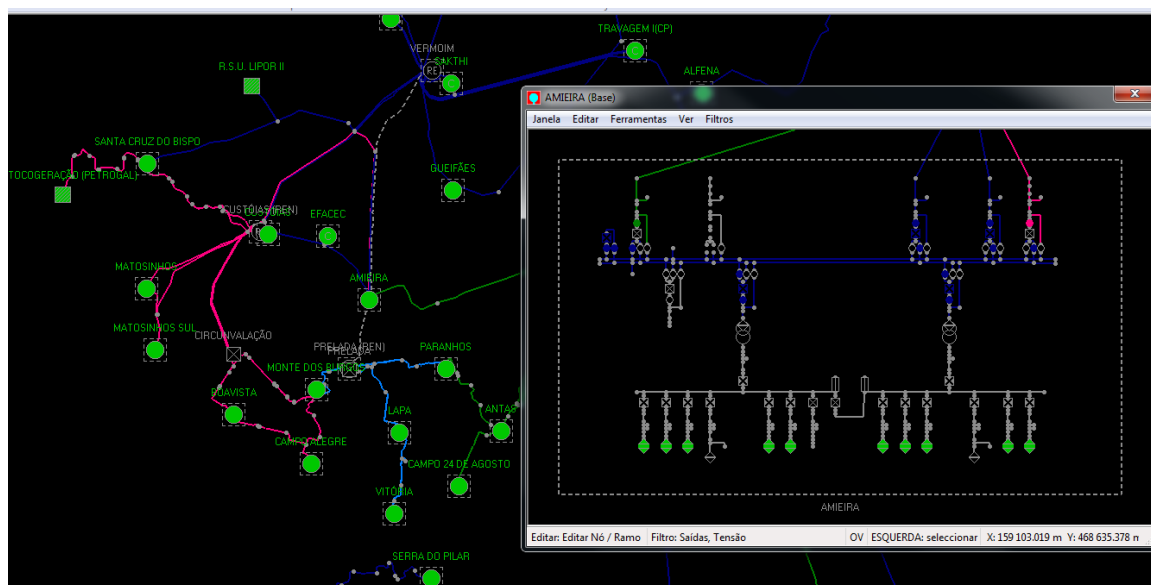


Figura 3.1 - Site da subestação da Amieira aberta em primeiro plano, e parte da rede em plano de fundo.

Outra das funcionalidades úteis do DPlan Despacho, é a possibilidade de usar filtros cromáticos na rede, que ajudam a distinguir mais facilmente diferenças em grandeza ou estado entre diferentes elementos da rede. Por exemplo, o filtro *saídas* permite pintar as linhas da rede AT, de acordo com o seu ponto injetor⁸. Na figura anterior, é possível identificar cromaticamente linhas alimentadas por pontos injectores distintos.

Ainda nesta figura, observa-se que as representações dos *sites* estão pintadas a verde claro, o que significa neste caso, que as tensões em todos os elementos constituintes do *site* como transformadores, barramentos ou disjuntores, estão de acordo com os limites estipulados ($0,90 < U < 1,10$).

3.1.3 - Elementos constituintes de uma rede DPlan Despacho

Existem três tipos diferentes de elementos em DPlan Despacho:

- Nós
- Ramos
- *Sites*

3.1.3.1 - Nós

Os nós em DPlan podem ser de muitos tipos, contudo os mais usuais são os seguintes:

- Caixa de Ligação (CX): não representa qualquer aparelho ou equipamento real, sendo apenas um ponto ligante entre ramos útil para efeitos de desenho.
- Posto Transformação (PT): representa um posto de transformação, mas como apenas foi representada a rede AT, nenhum destes símbolos foi utilizado.
- Nó Equivalente (EQUIV): pode ser utilizado para modelizar uma simples carga, ou uma rede inteira a jusante. Cada saída MT das subestações AT/MT, assim como a carga consumida pelos clientes AT foi modelizada através de um nó deste tipo. Este tipo de nó permite a importação automática, de valores de potência aparente do BI-SCADA, especificando um código relativo ao troço de rede ou elemento da rede modelizado (*TAG SCADA*).
- Gerador (GER): modeliza um gerador e pode ser do tipo PQ ou PV consoante as especificações do utilizador. Foi utilizado para modelizar a potência injetada pelas PRE e permite a importação automática de dados do BI-SCADA através dum código exclusivo de cada instalação produtora (CPE). Neste estudo, esta importação de dados evidenciou algumas falhas, o que obrigou a proceder-se à

⁸ Por *ponto injetor*, considera-se a subestação MAT/AT responsável por alimentar determinada linha AT. Considera-se o nome dessa subestação, para nomear a rede que engloba o conjunto de linhas alimentadas por essa subestação.

caracterização individual de cada PRE manualmente. No ponto 3.2.3 abordar-se-á esta questão.

3.1.3.2 - Ramos

Os ramos em DPlan Despacho podem ser de muitos tipos, contudo os mais usuais são os seguintes:

- Caixa de Ligação (CX): não representa qualquer aparelho ou equipamento real, sendo apenas um ponto ligante entre ramos útil para efeitos de desenho.
- Transformador de 2 enrolamentos (XFORM2): representa um transformador de dois enrolamentos existente numa instalação. No DPlan existe um catálogo de transformadores com as suas características técnicas já devidamente parametrizadas. Em cada instalação, é inserido um, ou vários transformadores escolhidos desse catálogo. Em cada transformador, é importante definir a gama de tensão em p.u. que se pretende obter depois de corrido o trânsito de potências no programa. Para isso, é possível fixar as tomadas dos transformadores em níveis de carga predefinidos, ou alterar as tomadas do primário ou secundário para regulação automática.
- Transformador de 3 enrolamentos (XFORM3): representa um transformador de três enrolamentos existente numa instalação. Pertencem também ao catálogo de transformadores disponíveis no DPlan. Deve-se definir, tal como no transformador de dois enrolamentos, a regulação para as tomadas pretendida. As opções para a regulação são as mesmas das oferecidas no transformador de dois enrolamentos, contudo disponíveis também à saída terciária deste transformador.
- Seccionador (SECC): representa um seccionador, e pode encontrar-se no estado “aberto”, ou “fechado”. Na realidade, permite a abertura e fecho de linhas em vazio, mas para efeitos deste estudo em DPlan, é equivalente a um disjuntor ou um interruptor, já que a abertura e fecho de linhas é puramente virtual e não haverá consequências se forem abertos seccionadores em carga.
- Disjuntor (DISJ): representa um disjuntor, e pode encontrar-se no estado “aberto”, ou “fechado”. Na realidade, permite a abertura e fecho de linhas em carga e atua perante defeitos nas mesmas. Para efeitos deste estudo em DPlan, é equivalente a um seccionador ou um interruptor já que a abertura e fecho de linhas é puramente virtual.
- Interruptor (INTR): representa um interruptor, e pode encontrar-se no estado “aberto”, ou “fechado”. Na realidade, permite a abertura e fecho de linhas em

carga, mas para efeitos deste estudo em DPlan, é equivalente a um disjuntor ou um interruptor, já que a abertura e fecho de linhas é puramente virtual.

3.1.3.3 - Sites

Os *sites* em DPlan Despacho podem ser de muitos tipos, contudo os mais usuais são os seguintes:

- Subestação (SE): representa uma subestação AT/MT e engloba todos os equipamentos constituintes desta subestação.
- Subestação REN (SE_REN): representa uma subestação MAT/AT e engloba todos os equipamentos constituintes desta subestação. No caso deste estudo, estas subestações constituirão os diferentes pontos injectores de potência da rede AT.
- Posto de Seccionamento e Corte (PS_PC): representa um posto de seccionamento e corte. Estes postos contém seccionadores e disjuntores, usados para a abertura e fecho de linhas.
- Subestação de Cliente (SE_CLI): representa uma subestação AT/MT que pertence na totalidade ou não a um cliente alimentado em AT.
- Subestação Móvel (SE_M): representa uma subestação AT/MT móvel. Existem poucas subestações deste tipo na rede AT.
- Central Produtora (PR_CEN): representa um ponto de produção de energia, cuja origem é genérica ou não especificada.
- Produtor Térmico (PR_TER): representa um ponto de produção de energia, com origem em tecnologias térmicas, como centrais a carvão, gás, diesel ou ciclo combinado.
- Produtor Hídrico (PR_HID): representa um ponto de produção de energia, com origem em tecnologias hídrica, como grandes barragens PRO, ou aproveitamentos hidroeléctricos PRE.
- Produtor Eólico (PR_EOL): representa um ponto de produção de energia, com origem em tecnologias eólicas, como os parques eólicos PRE.
- Produtor Solar (PR_SOL): representa um ponto de produção de energia, com origem em tecnologias solares, como os parques fotovoltaicos.

3.2 - Utilização do DPlan Despacho

3.2.1 - Facilidade de utilização e integração com outras ferramentas corporativas

Esta versão do programa possibilita a importação de dados diretamente de outras ferramentas corporativas tais como a base de dados do SCADA, o BI-SCADA, o PowerOn, a telecontagem. Esta particularidade foi uma das razões chave, pela qual se decidiu fazer o estudo neste simulador, em detrimento de outros como o PowerWorld ou o PSS®E.

Por outro lado, já existiam modelos muito aproximados da rede AT em ficheiros DPlan Despacho, com as linhas, subestações, clientes e PRE já desenhadas e caracterizadas, os quais foram disponibilizados pela EDP-D.

Assim, com a possibilidade de importar diretamente para as PRE do ficheiro, a produção que efetivamente ocorreu para determinada hora de determinado dia, assim como a carga verificada nas saídas das subestações AT/MT, pensou-se que este programa, seria o simulador ideal para realizar um estudo de perdas, com base em simulações.

O facto do programa apresentar uma interface visual baseada em modelos construídos sobre o território português e com a possibilidade de alterar facilmente a configuração da rede através da manobra nos desenhos de seccionadores e disjuntores, constitui também um dos pontos a favor do DPlan Despacho em detrimento de outros simuladores.

3.2.2 - Utilização do Programa

Embora o DPlan Despacho possua vantagens relativamente a outros programas de análise de redes, este simulador não foi criado a pensar em estudos em que se pretenda analisar a variação duma grandeza como as perdas Joule, ao longo dum período de tempo relativamente grande como um ano, já que de momento as simulações para esse efeito têm que ser feitas com base em “fotografias” de rede. O principal problema consiste na impossibilidade de automatizar as várias simulações que representam o estado da rede para as diferentes horas do ano.

Outro dos principais problemas que torna o processo de simulação mais trabalhoso e moroso é o facto de para cada simulação, ter sido necessário alterar o fator de potência das cargas nas saídas das subestações AT/MT, para um valor mais razoável ao que está atribuído por omissão. Sempre que se realiza uma simulação para uma hora diferente, o DPlan importa valores para a potência aparente nas diferentes saídas MT das subestações, os quais representam a rede a jusante. O valor de potência ativa nas cargas, depende assim do valor do fator de potência que pode ser alterado. O DPlan atribui, por omissão, o valor 0,8 ao fator de potência das cargas nas saídas MT, o que não é de todo um valor realista.

De modo a tornar as simulações mais alinhadas com a realidade, definiu-se que o valor do fator de potência a ser utilizado seria 0,93. Para corrigir o fator de potência em todas as saídas MT de todas as subestações é necessário listar num ficheiro de texto os ID's das saídas e os respetivos fatores de potência aparente para a hora em estudo, e atribuir a cada um deles o valor de 0,93. Tendo em conta que para listar os ID's e os respetivos fatores de potência é necessário extraí-los do relatório geral criado pelo programa, para simular uma hora é na verdade necessário analisar dois relatórios gerais.

Após aberto o ficheiro com a rede que se quer simular (Rede AT Norte ou Rede AT Sul), o processo de simulação horária resume-se na seguinte figura.

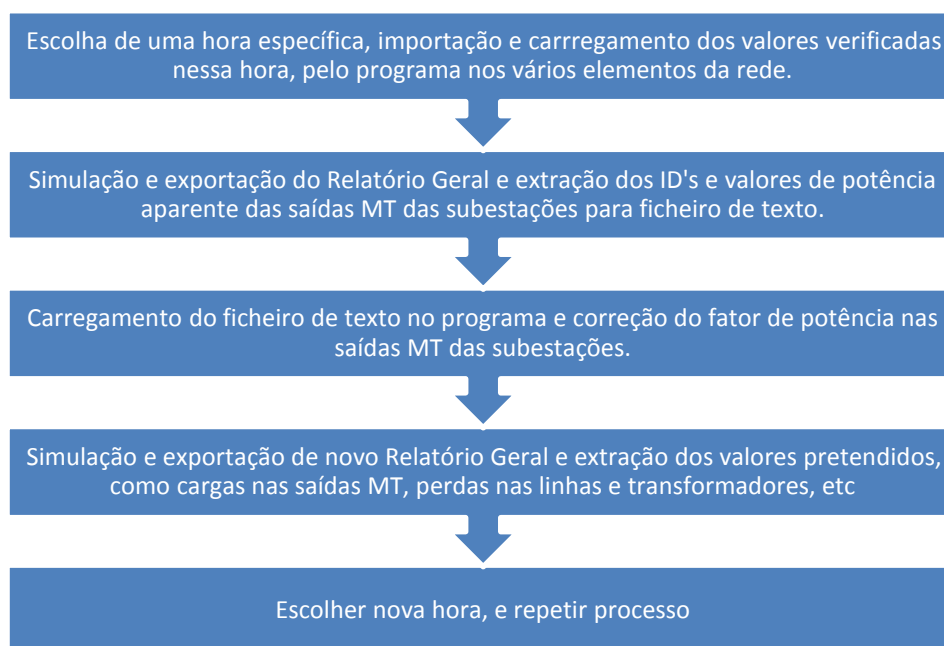


Figura 3.2 - Passos executados no processo de simulação

Tendo em conta que o ano de 2013 teve 365 dias, e que cada dia tem 24 horas, se se pretender realizar simulações de meia em meia hora, seriam necessárias 17520 simulações para se fazer um estudo das perdas ao longo do ano.

Não sendo possível automatizar o processo de simulação, não foi possível realizar a simulação exaustiva de todas as horas do ano.

Visto pretender-se estimar o valor das perdas anuais nas linhas da rede AT, e não apenas os valores relativos às horas efetivamente simuladas, foi concebido um método alternativo que utiliza simulações em condições de carga específicas, de modo a criar aproximações polinomiais que permitam estimar as perdas para as restantes horas do ano.

Este método será descrito e fundamentado nas secções do capítulo 4.

3.2.3 - Restrições técnicas verificadas nas simulações

Durante as simulações, verificou-se que a importação dos valores de produção para as PRE estava a ocorrer com algumas falhas. Este problema tem que ver com o facto das sequências

de caracteres (CPE) que identificam cada PRE, terem sido alvo de um processo de normalização e de não estarem refletidas ainda no programa, impedindo assim a importação. A atualização dos CPE não foi possível de ser feita em tempo útil, pelo que se decidiu criar manualmente no ficheiro da rede geradores virtuais, com valores de produção também introduzidos manualmente.

Esta contingência técnica teve efeitos negativos sobre o trabalho, já que a produção que caracteriza cada PRE teve de ser introduzida manualmente e individualmente, o que tornou a operação bastante lenta e morosa. Não sendo possível a alteração global e rápida dos valores de cada PRE, tiveram que ser escolhidos cenários de produção PRE alternativos. Para cada cenário, foi especificado um valor de produção para cada PRE, que se manterá fixo para todas as simulações posteriormente realizadas. Na realidade, a produção PRE varia horariamente, não estando o estudo das perdas realizado, sensível a essa variação.

A escolha dos cenários de PRE teve por base a análise de um ficheiro de telecontagem, com os valores de meia em meia hora para a produção PRE em cada DRC.

3.3 - Caracterização da rede AT em DPlan Despacho

3.3.1 - Considerações

A seguir apresenta-se um resumo das considerações tomadas, relativamente à caracterização da rede AT em DPlan usada para as simulações.

- Modelização da Rede AT Nacional em DPlan dividida em duas zonas: Norte (DRC Norte, Porto e Mondego) e Sul (DRC Tejo, Lisboa e Sul).
- Saídas MT das SE AT/MT modelizadas através de nós EQUIV que carregam do SCADA o valor de potência aparente que representa a rede a jusante dessa saída.
- PRE's AT modelizadas "manualmente" através de nós GER com potências definidas para cada cenário de PRE considerado.
- PRE's MT não modelizadas individualmente mas englobadas na carga dos nós EQUIV das saídas MT das SE AT/MT.
- Regulação Automática de Tensão no secundário dos transformadores das SE AT/MT.
- Fator de Potência das cargas nas saídas MT regulado manualmente para 0,93.
- A PRE existente na rede MT não está representada na rede em DPlan, exceto a PRE MT que está ligada diretamente a uma saída MT de uma subestação AT/MT, a que se dá o nome de painel dedicado.

3.4 - Potencial de melhoria para a aplicação DPlan Despacho

3.4.1 - Carregamento/importação dos dados

Sempre que se pretende carregar o estado da rede para uma hora específica, o DPlan Despacho importa do BI-SCADA os dados que irão caracterizar os elementos modelizados na rede, numa base diária, ou seja, o DPlan Despacho carrega nos elementos da rede modelizada, informação relativa a uma hora específica. Contudo a importação da base de dados da informação necessária para carregar a hora, é feita por dia⁹. Assim pode dizer-se que a importação da informação do BI-SCADA é feita por dia, mas o seu carregamento na rede é feito horariamente. Este facto, influencia a duração das simulações, já que para simular horas pertencentes ao mesmo dia, só é necessário importar uma vez a informação, despendendo-se tempo apenas no carregamento da mesma, nos elementos da rede.

O carregamento dos dados na rede, demora apenas alguns segundos, enquanto que a importação de dados com base diária, demora cerca de um minuto, para dias nunca anteriormente simulados.

Estes tempos são bastante aceitáveis, tendo em conta o volume de dados em causa, razão pela qual se sugere que o processo de importação/ carregamento de dados, não sofra alterações.

3.4.2 - Possibilidade de automatização das simulações

Tal como referido, os resultados das simulações em DPlan Despacho, são exportados sob a forma dum livro Excel (Relatório Geral) e correspondem a uma “fotografia” da rede numa hora específica. Devido à quantidade e complexidade da informação que o Relatório Geral apresenta, esta é a maneira mais lógica de apresentar a informação e compreende-se que se mantenha.

Sugere-se, no entanto que seja implementada no programa uma opção que permita automatizar o processo de importação, carregamento e exportação dos Relatórios Gerais, para um intervalo de horas especificado pelo utilizador. Após a seleção do intervalo temporal pretendido, deve ser especificado também o passo das simulações, ou seja, especificar se se pretende realizar as simulações de 15 em 15 minutos, 30 em 30 minutos, de hora a hora, etc..

⁹ A aplicação pede para especificar o dia pretendido e, a partir, daí vai buscar a informação correspondente nas bases de dados do Sistema (BI-SCADA).

Assim, o novo processo de simulação com automatização, consistiria no seguinte:

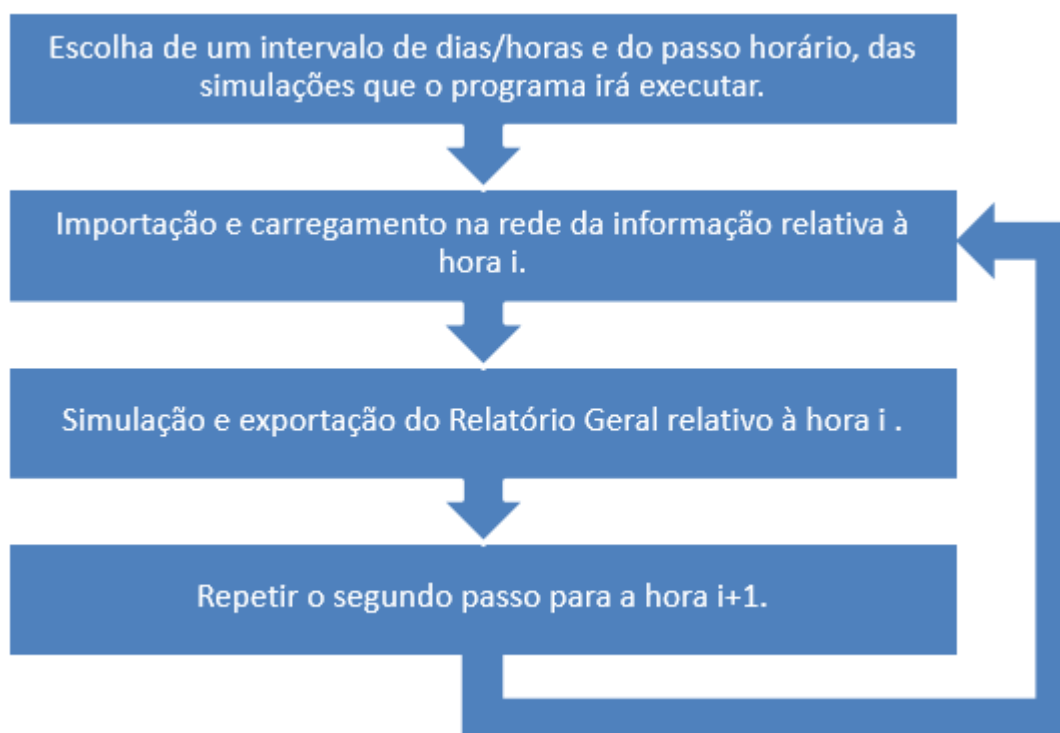


Figura 3.3 - Processo de automatização das simulações sugerido para implementação em DPlan Despacho.

3.4.3 - Possibilidade de alteração do fator de potência atribuído por omissão aos nós EQUIV e GER

As sugestões acima, permitiriam realizar estudos com base em simulações ao longo do tempo, de maneira fácil e expedita. Contudo para que os resultados encontrados estejam alinhados com a realidade, é necessário caracterizar rapidamente e de forma global os elementos que constituem a rede que se pretende analisar.

Na realização deste estudo, verificou-se que o fator de potência atribuído por omissão às cargas nas saídas MT das subestações, após a importação e carregamento dos dados, não estava de acordo com o fator de potência verificado na globalidade do sistema. Pretendeu-se modificar de forma expedita em todas as cargas, o seu valor de 0,8 para 0,93, mas verificou-se que não existia nenhuma opção disponibilizada pelo programa para fazê-lo. Tal como já foi referido anteriormente, recorreu-se a comandos introduzidos em ficheiros de texto para corrigir esse valor, com o constrangimento deste processo provocar o aumento da duração e complexidade de cada simulação.

Assim, sugere-se que seja implementada no programa uma opção que permita especificar o valor do fator de potência carregado por omissão, num nó EQUIV ou num nó GER, ou que permita executar a sua alteração em todos os nós do mesmo tipo automaticamente.

3.4.4 - Possibilidade de alteração da regulação das tomadas dos transformadores.

Outro dos aspetos que poderia ser melhorado, seria implementar uma função no programa, que permitisse a alteração automática da regulação das tomadas em todos, ou em transformadores do mesmo tipo, de modo a evitar-se a modelização individual de cada transformador.

No âmbito deste trabalho, foi necessário preparar a rede antes de se realizarem as simulações corrigindo a regulação das tomadas dos transformadores das subestações do nível onde se encontravam, para automática, de modo, a evitar não convergências do trânsito de potências.

3.5 - Conclusões

O DPlan Despacho é um *software* com imenso potencial para, no futuro, poder vir a ser a principal ferramenta para levar a cabo estudos sobre perdas, trânsitos de potência nas linhas, consumos, entre outros, que tenham por base a simulação horária exaustiva, de dias, meses e anos.

Contudo, de momento, não se pode dizer que o DPlan Despacho esteja especialmente destinado a este tipo de estudos, pela principal razão, já descrita anteriormente, que a automatização entre as diferentes simulações não é ainda possível.

Capítulo 4

Metodologia

4.1 - Informação utilizada

Para efeitos da simulação das perdas, foram fornecidos pela EDP-D, dois ficheiros DPlan que representam a rede AT. O primeiro ficheiro, nomeou-se *Rede AT Norte* e representa as redes correspondentes às DRC Norte, DRC Porto e DRC Mondego. O segundo ficheiro, nomeou-se *Rede AT Sul* e representa as redes correspondentes às DRC Tejo, DRC Lisboa e DRC Sul.

As redes em DPlan, têm o seguinte aspeto:

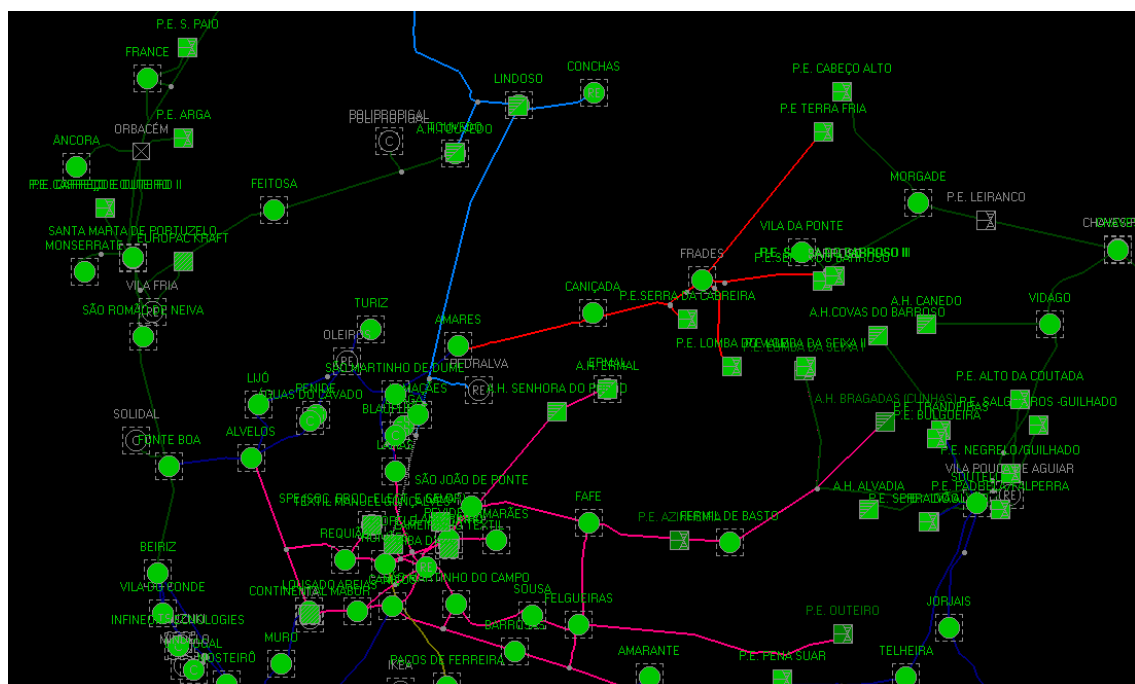


Figura 4.1- Parte da rede AT representada em DPlan Despacho.

Para efeitos de verificação da caracterização dos elementos da rede desenhada nos ficheiros DPlan, como transformadores das subestações e estado dos disjuntores e seccionadores, configuração da rede AT no estado normal na altura do estudo, foram fornecidos dois desenhos DWG¹⁰, representando a *Rede AT Norte* e a *Rede AT Sul*.

Os desenhos das redes em DWG, têm o seguinte aspeto:

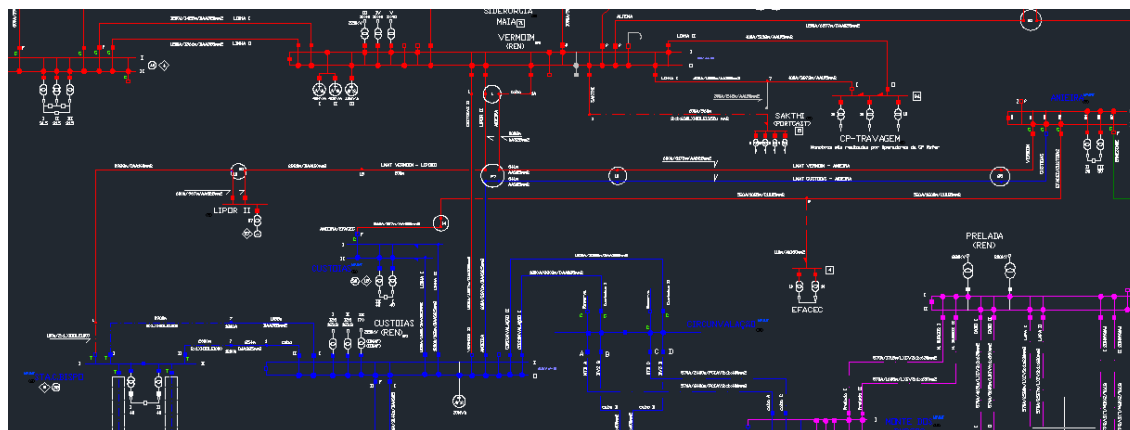


Figura 4.2 - Parte da rede AT representada em DWG

Foi cedida também uma listagem em Excel das PRE ligadas em Portugal com informação acerca da sua potência instalada e de ligação, localização, tipo de tecnologia, nível de tensão, ano da ligação à rede, entre outros. Foi com a informação desta listagem que se caracterizaram as PRE nos ficheiros DPlan Despacho e se verificou se existia ou não alguma em falta.

Foi fornecido também um ficheiro com a informação da telecontagem em Excel, para o ano de 2013. Este ficheiro contém informação diária, de meia em meia hora, aglomerada por DRC, para a potência total à saída dos transformadores das subestações AT/MT, potência total consumida pelos clientes AT, potência total produzida pelos PRE AT e potência total produzida pelos PRE MT. O ficheiro, apresenta também o total de potência produzida pelas PRE, que é a soma do total de potência produzida pela PRE AT com o total de potência produzida pela PRE MT, e também o total de potência consumida pela RND, que para a EDP-D é calculada através da soma da potência total à saída dos transformadores das subestações AT/MT, da potência total consumida pelos clientes AT e pela potência produzida pela PRE MT. A figura seguinte ilustra o aspeto do ficheiro de telecontagem. A última coluna corresponde à potência total consumida na RND.

¹⁰ Extensão dos arquivos de desenho em 2D e 3D do software AutoCAD.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Data	Hora	Minut			DRCN SE	DRCN Clientes AT	DRCN PRE	DRCN PRE AT	DRCN PRE MT	DRCN Total
1	01-01-2013	0	0			566	34	526	400	125	726
2	01-01-2013	0	30			535	34	463	356	106	736
3	01-01-2013	1	0			590	36	466	354	113	738
4	01-01-2013	1	30			570	36	479	362	117	723
5	01-01-2013	2	0			545	36	440	336	105	686
6	01-01-2013	2	30			527	36	438	333	105	668
7	01-01-2013	3	0			499	34	411	316	95	628
8	01-01-2013	3	30			483	34	390	296	94	611
9	01-01-2013	4	0			463	34	394	301	93	591
10	01-01-2013	4	30			451	34	396	300	97	581
11	01-01-2013	5	0			440	35	385	290	95	570
12	01-01-2013	5	30			432	34	392	294	97	563
13	01-01-2013	6	0			430	36	428	326	102	568

Figura 4.3 - Aspeto dum ficheiro de telecontagem

Foi fornecida também pela EDP-D, informação sintetizada por mês, relativa à energia de entrada na RND.

4.2 - Perdas

Os trânsitos de potência nos elementos das redes elétricas de distribuição de energia provocam perdas elétricas que, na sua maioria, são uma função do quadrado da corrente que circula nestes elementos, e que se traduzem pela dissipação de calor nas linhas de transmissão, cabos e transformadores. Estas perdas ocorrem devido ao efeito Joule mas não são as únicas perdas existentes nestas redes.

Podemos classificar as perdas elétricas que ocorrem nas redes de distribuição quanto à sua natureza e quanto à sua origem da forma que se segue:

4.2.1 - Natureza das Perdas

Quanto à sua natureza, as perdas podem ser:

- **Perdas de potência:** as quais traduzem a diferença existente entre a potência de entrada ou requerida e a potência de saída ou vendida, num determinado instante t , ou em média num intervalo T (kW).
- **Perdas de energia:** as quais traduzem a diferença existente entre a energia de entrada ou requerida e a energia de saída ou vendida, num determinado intervalo de tempo (kWh)

4.2.2 - Origem das Perdas

Quanto à sua origem, as perdas podem ser classificadas em:

- **Perdas técnicas:** as quais traduzem as perdas resultantes das atividades de distribuição e transformação da energia elétrica que ocorrem antes da entrega da energia ao consumidor final. Englobam-se aqui, as perdas por efeito Joule e as

perdas no ferro dos núcleos magnéticos dos transformadores. Outras perdas que poderiam ser consideradas seriam as perdas por efeito coroa as quais, geralmente, nas redes de distribuição se apresentam como irrelevantes.

- **Perdas não técnicas:** as quais traduzem a potência ou energia efetivamente entregue ao consumidor, mas que não é contabilizada. Incluem-se aqui os furtos de energia elétrica e os erros cometidos pela aparelhagem de medição.

4.2.3 - Relação entre o nível de carga e as Perdas

As perdas por efeito Joule num determinado componente elétrico, são proporcionais ao quadrado da potência que neste flui, se a tensão for mantida constante nos nós adjacentes.

Analisemos um caso muito simples, representado na figura abaixo.

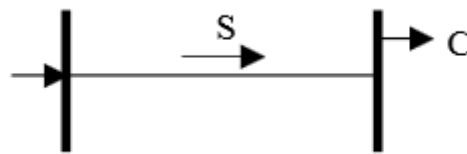


Figura 4.4 - Ramo entre dois nós, sendo um de consumo.

A potência consumida pela carga C, no sistema por unidade (p.u.), é dada por:

$$S_{carga} = U_{carga} \cdot I^* \quad (4.1)$$

Por outro lado, as perdas por efeito Joule, num determinado elemento de uma rede elétrica, são dadas por:

$$P_{Joule} = R \cdot |I|^2 \quad (4.2)$$

Onde:

R- Valor da resistência do elemento;

I - Valor absoluto da corrente;

P_{Joule}- Perdas ativas no ramo.

Conclui-se assim que as perdas ativas nos elementos de uma rede de distribuição são diretamente proporcionais à resistência elétrica dos condutores e ao quadrado da corrente que lá passa.

Substituindo a expressão (4.1) na expressão (4.2) obtém-se a expressão seguinte:

$$P_{Joule} = R \cdot |I|^2 = R \cdot \frac{|S|^2}{|U_{carga}|^2} \quad (4.3)$$

Conclui-se assim, que as perdas nos elementos de uma rede de distribuição são inversamente proporcionais, ao quadrado da tensão, e por outro dependem diretamente dos trânsitos de potência aparente que por lá circulam.

A consideração de que as perdas num determinado ramo de uma rede elétrica são proporcionais ao quadrado do trânsito de potência aparente que nele se faz sentir é uma aproximação à realidade que pode ser feita.

Se aumentarmos a carga natural¹¹ que uma rede tem de alimentar, a potência ativa que circula nas suas linhas, terá obrigatoriamente de aumentar, e consequentemente a potência aparente também aumentará, se consideramos que não há redução de potência reativa.

Assim pode concluir-se que as perdas joule nas linhas duma rede, são diretamente influenciadas pela carga natural verificada nas suas subestações e clientes.

4.3 - Metodologia do estudo

De uma forma geral, a metodologia usada para o cálculo das perdas na rede AT consistiu na seguinte:

- Simulação para horas de dias específicos no programa DPlan Despacho, de vários cenários de PRE anteriormente definidos, e posterior geração de relatórios gerais criados pelo programa, contendo informação relevante para o estudo, como carga nos transformadores e saídas das subestações AT/MT, perdas nas linhas e transformadores, trânsito de potência nas linhas, tensões nos barramentos, correntes nas linhas e barramentos, entre outras medidas.
- Análise dos Relatórios Gerais criados pelo programa, e registo das perdas nas linhas e transformadores, para várias horas de dias do ano de 2013. As amostras

¹¹ Carga natural é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência de uma subestação, em MVA, segundo a EDP-D

devem corresponder a horas com consumos diferenciados, de modo a poder construir gráficos de carga vs perdas, que cubram o mais possível os vários níveis de carga.

- Com os gráficos criados, elaboração de curvas de tendência que associem a uma carga um valor de perdas. Deste modo, não é necessária a simulação exaustiva das perdas para todas as horas do ano, sendo esse valor obtido através da função polinomial calculada.
- Estimação das perdas, para o ano de 2013, com recurso a um registo de telecontagem com informação da carga total que circulou da rede AT para a rede MT, de meia em meia hora. Para cada valor de carga, será calculado o valor de perdas correspondente, usando as aproximações polinomiais criadas.
- Associação das perdas horárias ao respetivo mês, obtendo-se assim um valor mensal para a energia das perdas.
- Repetição deste processo para os vários cenários de PRE considerados, de modo a ser possível comparar resultados entre eles.

4.4 - Aproximação Polinomial

Pelas razões já abordadas ao longo do capítulo 3, não foi possível simular exaustivamente as perdas na rede AT para todas as horas do ano de 2013.

De modo a ser possível apresentar valores para as perdas mensais para o ano de 2013, recorreram-se a aproximações, que permitissem estimar o valor das perdas, para qualquer hora do ano, a partir do valor da carga para essas mesmas horas.

As aproximações interpolam os valores das perdas já conhecidos das simulações realizadas, sendo possível extrair delas, uma expressão matemática que será usada para estimar as perdas para as horas não simuladas.

A aproximação escolhida para modelizar as simulações obtidas foi a polinomial de grau dois, que é caracterizada por uma expressão de segundo grau. Adaptando para o caso em estudo, a expressão obtida em cada uma das aproximações realizadas terá o seguinte aspeto:

$$P_{Joule} = A + B * P_{carga \% } + C * P_{carga \% }^2 \quad (4.4)$$

Onde:

P_{Joule} - Perdas ativas no ramo;

$P_{carga\%}$ - Nível de carga natural em percentagem face à base de potência considerada;

A, B e C - Parâmetros da equação, variantes para cada cenário.

Esta equação é obtida através da linha de tendência criada pelo Excel em cada representação das perdas em função da carga, que difere no valor dos parâmetros, em cada cenário de PRE considerado. O valor destes parâmetros, é obtido através de métodos numéricos que iterativamente, determinam valores segundo um critério de minimização de erro, resultante da diferença entre o valor exato e o valor estimado das perdas.

4.4.1 - Coeficiente de determinação

O coeficiente de determinação, também chamado R^2 , é uma medida que pretende indicar, o quão bem um conjunto de dados se ajusta a uma aproximação, que pode ser representado apenas por uma simples linha ou curva polinomial. O R^2 varia entre 0 e 1, indicando, em percentagem, o nível de adaptação da aproximação aos valores observados. Quanto maior o valor de R^2 , mais explicativa é a aproximação, e melhor ela se ajusta à amostra.

O coeficiente de determinação, segundo [17], é calculado da seguinte maneira:

$$R^2 = \frac{SQ_{exp}}{SQ_{tot}} \quad (4.5)$$

Onde:

R^2 - Coeficiente de determinação;

SQ_{exp} - Soma dos Quadrados Explicada;

SQ_{tot} - Soma Total dos Quadrados.

Em que:

$$SQ_{tot} = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad (4.6)$$

Onde:

SQ_{tot} - Soma Total dos Quadrados;

y_i - valor exato das variáveis dependentes das amostras observadas;

\bar{y} - valor médio das variáveis dependentes das amostras observadas.

Esta equação dá-nos a Soma Total dos Quadrados, ou seja, a soma dos quadrados das diferenças entre a média e cada valor observado.

$$SQ_{exp} = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2 \quad (4.7)$$

Onde:

SQ_{exp} - Soma dos Quadrados Explicada;

\hat{y}_i - valor estimado (previsão) das variáveis dependentes y_i ;

\bar{y} - valor médio das variáveis dependentes das amostras observadas.

Esta equação dá-nos a Soma dos Quadrados Explicada, e indica a diferença entre a média das observações e o valor estimado para cada observação, e soma os respectivos quadrados. Quanto menor for a diferença, maior poder explicativo detém a aproximação.

Adaptando esta formulação matemática ao problema de estimação das perdas em função da carga, pode-se deduzir a seguinte expressão para o R^2 .

$$R^2 = \frac{\sum (P_{est} - P_{med})^2}{\sum (P_{exa} - P_{med})^2} \quad (4.8)$$

Onde:

R^2 - coeficiente de determinação;

P_{est} - valor estimado para as perdas;

P_{exa} - valor exato das perdas;

P_{med} - valor médio das perdas.

O Excel calcula automaticamente este valor, para cada aproximação realizada.

4.5 - Cenários de PRE simulados

Não sendo possível carregar automaticamente os níveis de produção nas PRE, foi necessário escolher alguns cenários de produção a introduzir manualmente nas PRE.

Já foram descritos anteriormente dois dos cenários simulados: o cenário PRE ALTA, e o cenário PRE BAIXA. A justificação para a escolha destes dois cenários também já foi abordada anteriormente.

Para além destes dois cenários, foram realizadas ainda simulações com mais 4 cenários de PRE alternativos. Estes cenários denominaram-se PRE 0, PRE 20, PRE 50 e PRE 100.

Estes 4 cenários foram simulados anteriormente aos outros dois cenários, numa fase em que ainda não estava acessível o registo de telecontagem com informação de produção PRE separada por DRC. Assim, nestes 4 cenários, não foi feita distinção da PRE por zona geográfica, sendo atribuído a cada PRE, um valor de produção igual a uma percentagem da sua potência de ligação máxima.

Deste modo, no cenário PRE 100, todas as PRE serão modelizadas com um valor de produção igual ao seu valor de potência de ligação máxima. No cenário PRE 50 todas as PRE produzirão em simultâneo a metade do seu valor de potência de ligação. No cenário PRE 20 todas as PRE produzirão em simultâneo a 20% do seu valor de potência de ligação. Finalmente no cenário PRE 0 não existirá produção de PRE.

Nestes 4 cenários, as amostras simuladas correspondem todas ao dia 10 de Dezembro de 2013, que foi simulado exaustivamente. Numa fase inicial do estudo, e após se constatar a impossibilidade de automatização do processo de simulação para todas as horas do ano de 2013, pensou-se em simular apenas alguns dias característicos de 2013.

O dia 10 de Dezembro de 2013, correspondeu ao dia do ano com maior consumo verificado e assim, ainda numa fase de ambientação ao DPlan, foi simulado exaustivamente de meia em hora, para os cenários PRE 100, PRE 50, PRE 20 e PRE 0.

De modo a explicitar melhor as diferenças entre todos os cenários simulados, elaborou-se a seguinte tabela.

Tabela 4.1 - Cenários de PRE simulados

Cenários de PRE simulados	Espaço temporal das amostras	Potência Injetada pelas PRE's
PRE 100	10 Dez 2013 (30min em 30min)	Todas as PRE's com produção máxima individual
PRE 50	10 Dez 2013 (30min em 30min)	Todas as PRE's a metade da produção
PRE 20	10 Dez 2013 (30min em 30min)	Todas as PRE's a 20% da produção
PRE 0	10 Dez 2013 (30min em 30min)	Sem PRE
PRE ALTA	Horas várias de vários dias do ano de 2013	Atribuição de produção consoante o peso da PRE na respetiva DRC. Em cada DRC, o valor total de produção das PRE's deverá ser igual ao considerado na tabela seguinte.
PRE BAIXA	Horas várias de vários dias do ano de 2013	Atribuição de produção consoante o peso da PRE na respetiva DRC. Em cada DRC, o valor total de produção das PRE's deverá ser igual ao considerado na tabela seguinte.

Tabela 4.2 - Expressões para calcular a produção das PRE nas diferentes DRC para os cenários PRE ALTA e PRE BAIXA

DRC	PRE ALTA	PRE BAIXA
DRCN	$\frac{MÁX + MÉDIA}{2}$	$\frac{MÍN + MÉDIA}{2}$
DRCP	MÉDIA	MÉDIA
DRCM	$\frac{MÁX + MÉDIA}{2}$	$\frac{MÍN + MÉDIA}{2}$
DRCT	$\frac{MÁX + MÉDIA}{2}$	$\frac{MÍN + MÉDIA}{2}$
DRCL	MÉDIA	MÉDIA
DRCS	MÉDIA	MÉDIA

Onde:

MÁX- Valor máximo de produção PRE registado ao longo do ano de 2013;

MÉDIA-Valor médio de produção PRE registado ao longo do ano de 2013;

MÍN- Valor mínimo de produção PRE registado ao longo do ano de 2013.

Sobre os cenários PRE 100, PRE 50 e PRE 20, pode-se dizer que é muito improvável que tenham ocorrido exatamente nas condições em que foram simulados. De facto, considerar que à mesma hora, todas as PRE AT em Portugal tiveram um nível de produção correspondente a uma percentagem da sua potência de ligação igual, é bastante falacioso.

Contudo, aglomerando as PRE por DRC, e somando os valores de potência ligada disponível das PRE correspondentes a essa DRC, é possível chegar a um valor de produção total para os cenários PRE 100, PRE 50 e PRE 20. Observando apenas os valores absolutos de produção dos cenários PRE 50 e PRE 20, e comparando-os com os respetivos valores usados nos cenários PRE ALTA e PRE BAIXA, pode afirmar-se que os primeiros não distam muito em valor dos segundos.

Tal conclusão está explícita na tabela abaixo. Nesta tabela os valores percentuais estão calculados em relação ao valor base 3.426 MW, que corresponde ao total de potência ligada PRE em Portugal.

Tabela 4.3 - Níveis de produção PRE considerados em cada cenário

DRC	PRE 100		PRE 50		PRE 20		PRE ALTA		PRE BAIXA	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
DRCN	890	26,0%	445	13,0%	178	5,2%	534	15,6%	184	5,4%
DRCP	267	7,8%	134	3,9%	53	1,6%	126	3,7%	126	3,7%
DRCM	1.321	38,6%	661	19,3%	264	7,7%	897	26,2%	300	8,7%
DRCT	461	13,4%	230	6,7%	92	2,7%	317	9,3%	105	3,1%
DRCL	223	6,5%	112	3,3%	45	1,3%	205	6,0%	205	6,0%
DRCS	264	7,7%	132	3,9%	53	1,5%	86	2,5%	86	2,5%
Total	3.426	100%	1.713	50%	685	20%	2.166	63%	1.007	29%

Usando os gráficos da secção 2.7.2 é possível verificar a frequência com que os níveis de produção listados na tabela ocorreram.

Tabela 4.4 - Percentagem horária ao longo do ano de 2013 em que a PRE esteve em determinado nível de carga

DRC	PRE 100		PRE 50		PRE 20		PRE ALTA		PRE BAIXA	
	Produção (%)	Horas por ano (%)	Produção (%)	Horas por ano (%)	Produção (%)	Horas por ano (%)	Produção (%)	Horas por ano (%)	Produção (%)	Horas por ano (%)
DRCN	26,0%	0,0%	13,0%	14,5%	5,2%	27,9%	15,6%	10,3%	5,4%	27,9%
DRCP	7,8%	0,0%	3,9%	40,0%	1,6%	4,9%	3,7%	40,0%	3,7%	40,0%
DRCM	38,6%	0,79%	19,3%	14,8%	7,7%	31,4%	26,2%	10,7%	8,7%	31,4%
DRCT	13,4%	1,90%	6,7%	23,7%	2,7%	27,1%	9,3%	13,3%	3,1%	34,0%
DRCL	6,5%	55,3%	3,3%	0,66%	1,3%	0,00%	6,0%	55,3%	6,0%	55,3%
DRCS	7,7%	0,07%	3,9%	15,2%	1,5%	25,4%	2,5%	24,1%	2,5%	24,1%

O cenário PRE 100 é de todos o mais irrealista já que considera que todas as PRE estão em plena produção ao mesmo tempo. Observa-se que, para maioria das DRC, o número de horas em que os níveis de produção que caracterizam este cenário ocorrerem é nulo ou quase nulo.

A exceção é a DRCL, cujos valores médios de produção, ao longo do ano de 2013, são muito próximos do valor máximo de potência ligada existente nesta DRC. Após uma verificação rigorosa das listagens de PRE em AT em vários documentos diferentes, conclui-se que nenhuma PRE pertencente à DRCL tinha ficado por considerar.

Assim, abrem-se algumas hipóteses que podem explicar o facto desta DRC ter valores de produção tão elevados:

- As listas de PRE consultadas encontram-se desatualizadas e existem mais PRE AT pertencentes à DRCL;
- Os valores de potência instalada/ligada encontram-se incorretos para as PRE consideradas;
- As medidas de telecontagem para esta DRC encontram-se inflacionadas, podendo estar a ser contabilizadas PRE ligadas noutros níveis de tensão que não o AT.

Para os restantes cenários os valores de produção por DRC parecem verosímeis, proporcionando percentagens horárias representativas ao longo do ano.

Capítulo 5

Análise de Resultados

Neste capítulo, serão apresentados os resultados das simulações obtidos. Como resultado final apresentar-se-ão os valores mensais em energia despendida, para as perdas Joule nas linhas e transformadores.

5.1 - Simulações referentes ao dia 10 de Dezembro de 2013

5.1.1 - Verificação dos valores de carga importados pelo DPlan Despacho

No DPlan apenas está representada a rede AT. As redes a jusante estão modelizadas como cargas nas saídas das subestações AT/MT, através de nós equivalentes. Sempre que se simula uma hora diferente, o programa atribui valores de potência para cada um desses nós, que importa do BI-SCADA. Estes valores foram medidos na realidade, em cada uma das saídas das subestações AT/MT, através de aparelhagem de medição que pode medir diretamente o valor da potência transitada, ou estimar essa mesma potência, através da medição da corrente.

Nos relatórios gerais gerados pelo DPlan após cada simulação, vem listado o valor de potência importado pelo programa para cada nó equivalente nas saídas MT das subestações. Agrupando as saídas por subestação, e visto ter-se simulado o dia 10 de Dezembro na totalidade, foi possível construir gráficos que representassem a carga nas diferentes subestações para esse dia. A figura abaixo representa o diagrama de carga para a subestação de Antanol, gerado a partir dos valores extraídos dos diversos relatórios gerais referentes ao dia 10 de Dezembro.

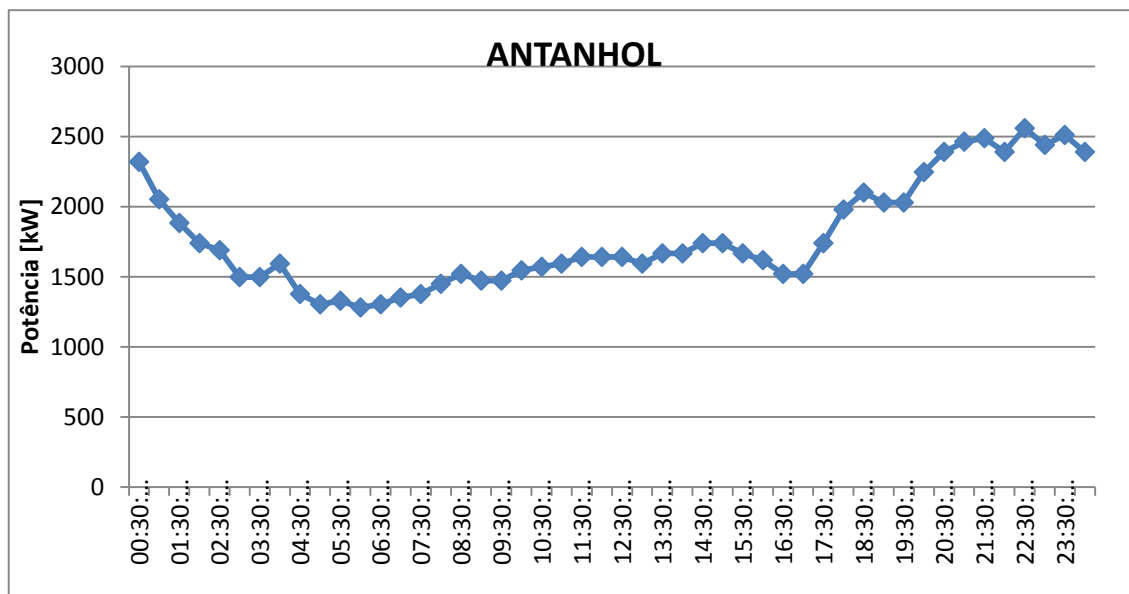


Figura 5.1 - Carga na subestação de Antanhhol para o dia 10/12/13 gerada a partir do DPlan

Usando um registo de telecontagem referente à potência que transita nos transformadores das subestações, é possível construir gráficos com a mesma informação.

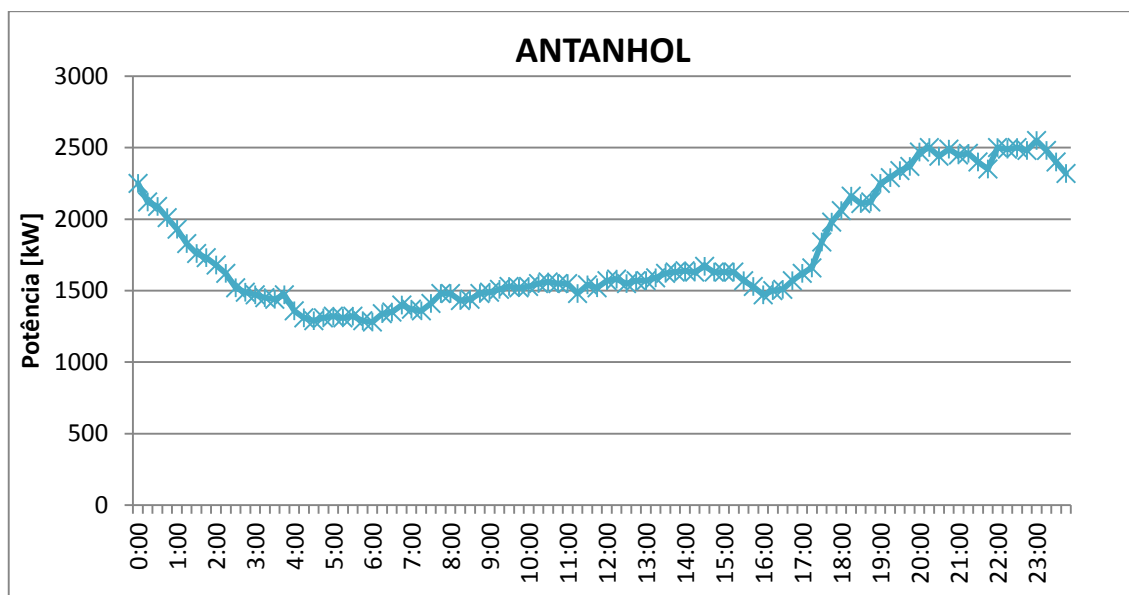


Figura 5.2 - Carga na subestação de Antanhhol para o dia 10/12/13 gerada a partir da telecontagem

Comparando os dois gráficos, observa-se que as curvas são semelhantes tanto no formato como em valores absolutos. Isto prova que para este dia, para esta subestação, as medidas importadas do BI-SCADA para o DPlan Despacho são credíveis, já que correspondem às medidas registadas em telecontagem.

Este procedimento de verificação dos valores de carga importados pelo DPlan Despacho, foi feito para várias subestações, tendo-se verificado que eram coerentes com a telecontagem.

Porém, o DPlan Despacho não conseguiu importar valores para as cargas das saídas MT, em algumas subestações pertencentes à Rede Norte. Este facto teve a ver com a desatualização de alguns CPE.

Somando os valores de carga das subestações, construiu-se o seguinte diagrama de carga para o dia 10 de Dezembro de 2013.

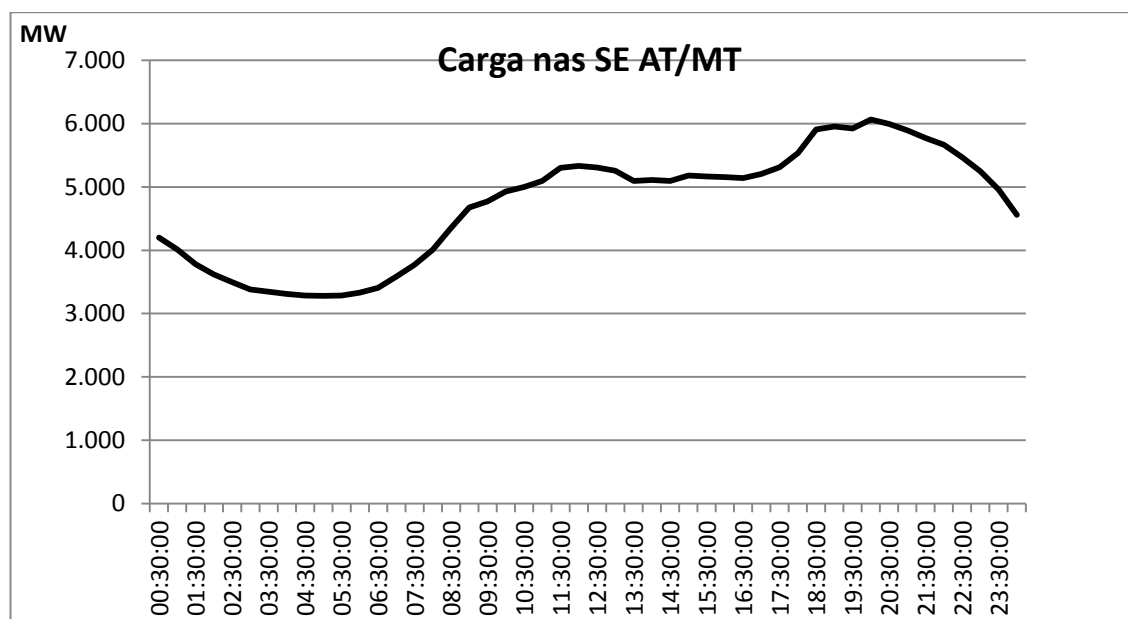


Figura 5.3 - Diagrama da carga total em Portugal à saída das subestações AT/MT, no dia 10/12/13, gerado a partir do DPlan

Comparou-se este gráfico obtido através dos valores do DPlan com o gráfico do dia de ponta de 2013, 10/12/2013, construído com recurso aos valores de telecontagem.

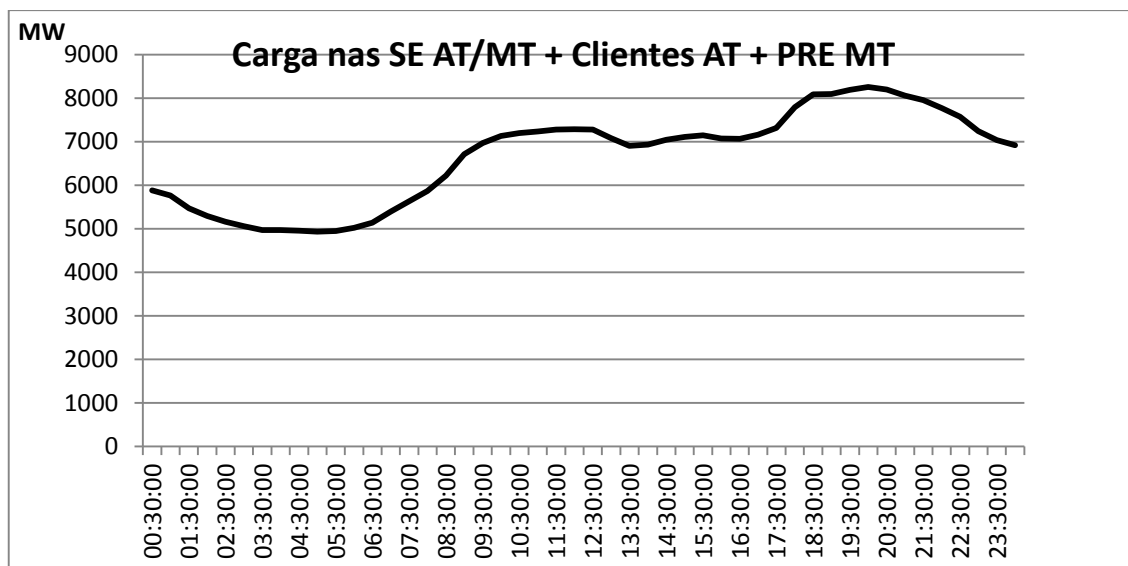


Figura 5.4 - Diagrama da carga total em Portugal na rede de distribuição, no dia 10/12/13, gerado a partir dos valores da telecontagem.

O valor de ponta do gráfico acima corresponde a 8257MW e foi o valor apresentado pela EDP, como o de consumo máximo na rede de distribuição para o ano de 2013.

Comparando os dois gráficos, verificou-se que a forma das curvas era muito semelhante, mas que existia um défice de sensivelmente 2.000MW entre as duas curvas. Este défice é explicado, pela falta de carga em algumas subestações usadas nas simulações, pela não contabilização no primeiro gráfico dos clientes AT e pela contabilização da PRE MT, por parte da EDP-D, na apresentação dos valores de consumo para a RND.

Quer isto dizer que o valor registado como sendo a ponta síncrona de consumo, do ano de 2013, para a rede de distribuição, é calculado através da soma das potências nas saídas das subestações, com a PRE produzida em MT e ainda com os clientes AT.

Isto justifica-se pelo facto da PRE MT, suprir parte do consumo da rede a jusante da AT, e assim também ter de ser contabilizada como consumo que existiu efetivamente na RND.

Quanto aos clientes AT, eles fazem naturalmente parte do consumo da rede AT, e embora não estejam contabilizados no gráfico 5.3, foram caracterizados na rede AT do DPlan Despacho.

Pode-se concluir assim, que os valores de carga importados pelo programa são bastante próximos dos valores efetivamente verificados, e podem ser usados para estimar as perdas nas linhas e transformadores da rede AT.

5.1.2 - Cenário de carga para o dia 10 de Dezembro de 2013

Depois de concluída esta pequena demonstração da fiabilidade dos cenários de carga usados nas simulações em DPlan Despacho, apresenta-se, os resultados para as cargas

relativas às simulações do dia 10 de Dezembro de 2013. Estes valores serão usados para construir as aproximações polinomiais relativas aos cenários de PRE 0, PRE 20, PRE 50 e PRE 100.

Tabela 5.1 - Cargas para o dia 10 de Dezembro de 2013

<i>Horas</i>	<i>Carga Total nas SE AT/MT Norte [MW]</i>	<i>Carga Total nas SE AT/MT Sul [MW]</i>	<i>Carga Total nas SE AT/MT Portugal [MW]</i>	<i>Carga Total nas SE AT/MT + Clientes AT [MW]</i>
00:30:00	2.188	2.013	4.201	5.035
01:00:00	2.064	1.948	4.011	4.849
01:30:00	1.938	1.840	3.778	4.605
02:00:00	1.856	1.762	3.619	4.452
02:30:00	1.793	1.704	3.497	4.346
03:00:00	1.739	1.642	3.381	4.229
03:30:00	1.706	1.642	3.348	4.191
04:00:00	1.688	1.623	3.311	4.140
04:30:00	1.668	1.616	3.284	4.123
05:00:00	1.667	1.613	3.279	4.125
05:30:00	1.662	1.624	3.286	4.125
06:00:00	1.684	1.648	3.332	4.188
06:30:00	1.722	1.684	3.406	4.280
07:00:00	1.813	1.771	3.585	4.452
07:30:00	1.922	1.847	3.769	4.628
08:00:00	2.044	1.963	4.007	4.855
08:30:00	2.145	2.206	4.351	5.211
09:00:00	2.321	2.351	4.672	5.516
09:30:00	2.421	2.351	4.772	5.597
10:00:00	2.518	2.411	4.929	5.724
10:30:00	2.555	2.446	5.000	5.793
11:00:00	2.571	2.524	5.095	5.880
11:30:00	2.568	2.731	5.299	6.088
12:00:00	2.592	2.740	5.332	6.111
12:30:00	2.566	2.739	5.305	6.114
13:00:00	2.559	2.697	5.256	6.068
13:30:00	2.509	2.585	5.094	5.923
14:00:00	2.523	2.585	5.108	5.936
14:30:00	2.513	2.581	5.094	5.919
15:00:00	2.556	2.625	5.181	5.974
15:30:00	2.548	2.617	5.165	5.965
16:00:00	2.550	2.604	5.154	5.960
16:30:00	2.538	2.603	5.141	5.947
17:00:00	2.568	2.639	5.206	6.023
17:30:00	2.597	2.713	5.311	6.149
18:00:00	2.711	2.823	5.534	6.373
18:30:00	2.912	2.995	5.907	6.741
19:00:00	2.950	3.004	5.955	6.763
19:30:00	2.984	2.937	5.921	6.717
20:00:00	3.038	3.026	6.063	6.851
20:30:00	3.014	2.980	5.993	6.783
21:00:00	2.987	2.904	5.891	6.677
21:30:00	2.921	2.850	5.771	6.576
22:00:00	2.868	2.799	5.667	6.474
22:30:00	2.786	2.683	5.469	6.277
23:00:00	2.684	2.560	5.244	6.051
23:30:00	2.533	2.423	4.956	5.769
00:00:00	2.374	2.188	4.561	5.371

A nível de consumo na rede de distribuição, verifica-se que existe bastante equilíbrio entre as zonas Norte e Sul do País¹².

Usando a informação da última coluna da tabela, construiu-se o diagrama de cargas para o dia 10/12/13. Comparando o diagrama gerado em DPlan Despacho com o diagrama criado a partir do ficheiro de telecontagem (já sem a contabilização da PRE MT), verifica-se que os valores usados nas simulações em DPlan Despacho são bastante coincidentes com os registos de carga em telecontagem.

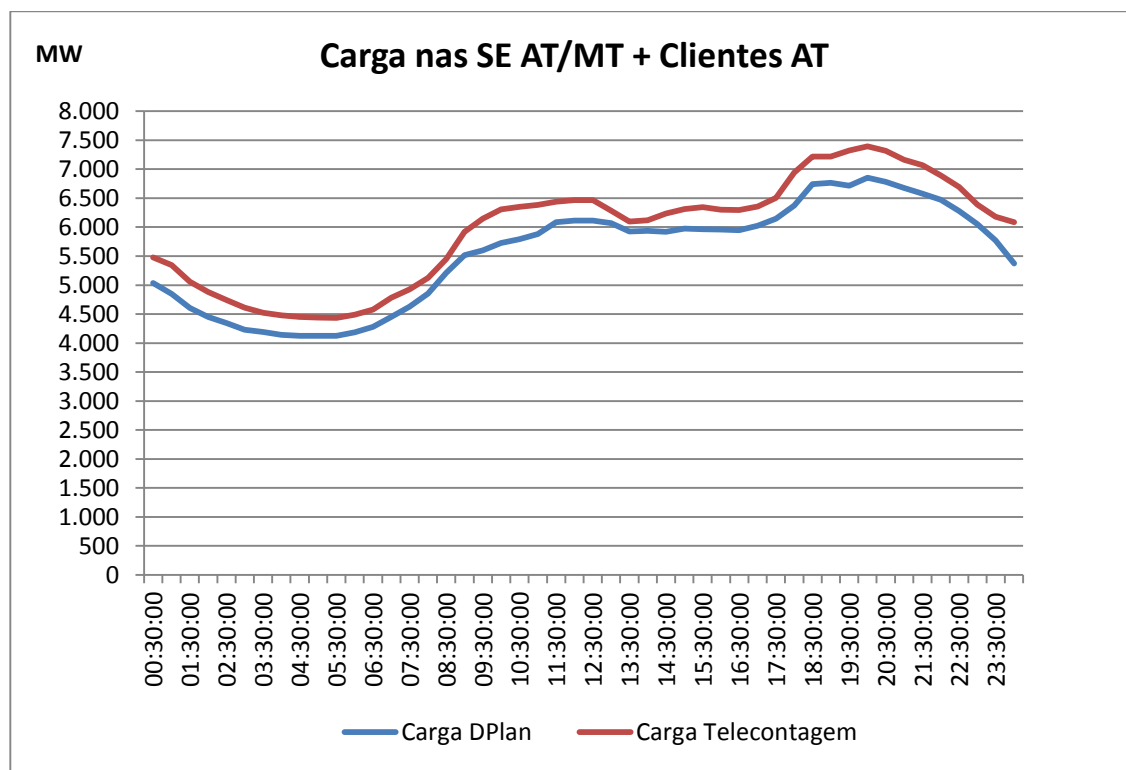


Figura 5.5 - Carga nas SE AT/MT e Clientes AT para o dia 10/12/13

A maior diferença de potência entre as duas curvas é de 713 MW, e pode ser explicada pela ausência de carga em algumas saídas de subestações AT/MT, após a importação de dados do DPlan Despacho, pelo motivo que já foi explicado anteriormente.

5.1.3 - Perdas para o dia 10 de Dezembro de 2013

Visto ter-se simulado o dia 10/12/13 exaustivamente, podem desde já ser apresentadas as perdas Joule nas linhas obtidas para este dia. Os valores de perdas apresentados, dizem respeito aos cenários de PRE 0, PRE 20, PRE 50 e PRE 100.

¹² Relembrar que para efeitos de simulação a Zona Norte compreende a DRCN, DRCP e DRCM e a Zona Sul a DRCT, DRCL e DRCS

Tabela 5.2 - Perdas Ativas nas linhas AT no dia 10/12/13

<i>Horas</i>	<i>Linhas PRE 100 [kW]</i>	<i>Linhas PRE 50 [kW]</i>	<i>Linhas PRE 20 [kW]</i>	<i>Linhas PRE 0 [kW]</i>
00:30:00	69.020	34.203	25.607	27.878
01:00:00	67.668	32.572	23.642	25.740
01:30:00	66.884	31.369	22.125	24.113
02:00:00	66.078	30.207	20.837	22.596
02:30:00	65.623	29.662	20.138	21.836
03:00:00	65.583	29.148	19.439	20.963
03:30:00	65.339	28.980	19.196	20.694
04:00:00	65.023	28.599	18.791	20.285
04:30:00	65.107	28.634	18.766	20.172
05:00:00	65.073	28.733	18.851	20.291
05:30:00	65.122	28.681	18.819	20.199
06:00:00	65.355	29.166	19.398	20.882
06:30:00	65.550	29.547	19.968	21.522
07:00:00	66.174	30.607	21.310	22.983
07:30:00	66.894	31.486	22.298	24.088
08:00:00	68.222	32.938	23.891	25.787
08:30:00	70.431	35.398	27.074	29.407
09:00:00	72.846	36.846	30.419	32.796
09:30:00	73.624	39.158	31.146	33.804
10:00:00	74.573	40.377	32.460	35.266
10:30:00	75.175	41.358	33.613	36.385
11:00:00	75.887	41.968	34.320	37.224
11:30:00	76.635	43.606	36.638	39.926
12:00:00	76.881	43.901	36.989	40.260
12:30:00	76.475	43.649	36.782	40.075
13:00:00	75.971	42.818	35.803	39.035
13:30:00	74.731	41.144	33.795	36.835
14:00:00	75.511	42.052	34.352	37.173
14:30:00	75.342	41.677	34.179	36.439
15:00:00	76.101	42.604	35.206	37.577
15:30:00	75.778	42.326	35.026	37.453
16:00:00	75.776	42.476	35.180	37.640
16:30:00	75.870	42.552	35.322	37.768
17:00:00	76.502	43.285	36.212	38.735
17:30:00	77.060	44.337	37.673	40.441
18:00:00	79.072	47.019	40.821	43.932
18:30:00	82.706	51.374	45.903	49.423
19:00:00	83.097	51.686	46.019	49.435
19:30:00	83.444	52.002	46.207	49.590
20:00:00	84.785	53.113	47.353	50.751
20:30:00	84.403	52.582	46.768	50.014
21:00:00	83.151	51.042	44.952	48.073
21:30:00	82.223	49.871	43.500	46.497
22:00:00	81.373	49.030	42.561	45.478
22:30:00	79.422	46.718	39.840	42.511
23:00:00	77.855	44.635	37.343	39.821
23:30:00	75.199	41.444	33.741	35.904
00:00:00	72.669	38.403	30.154	31.976

Estes valores contabilizam todas as linhas da rede AT em Portugal Continental e podem ser comparadas no gráfico a seguir.

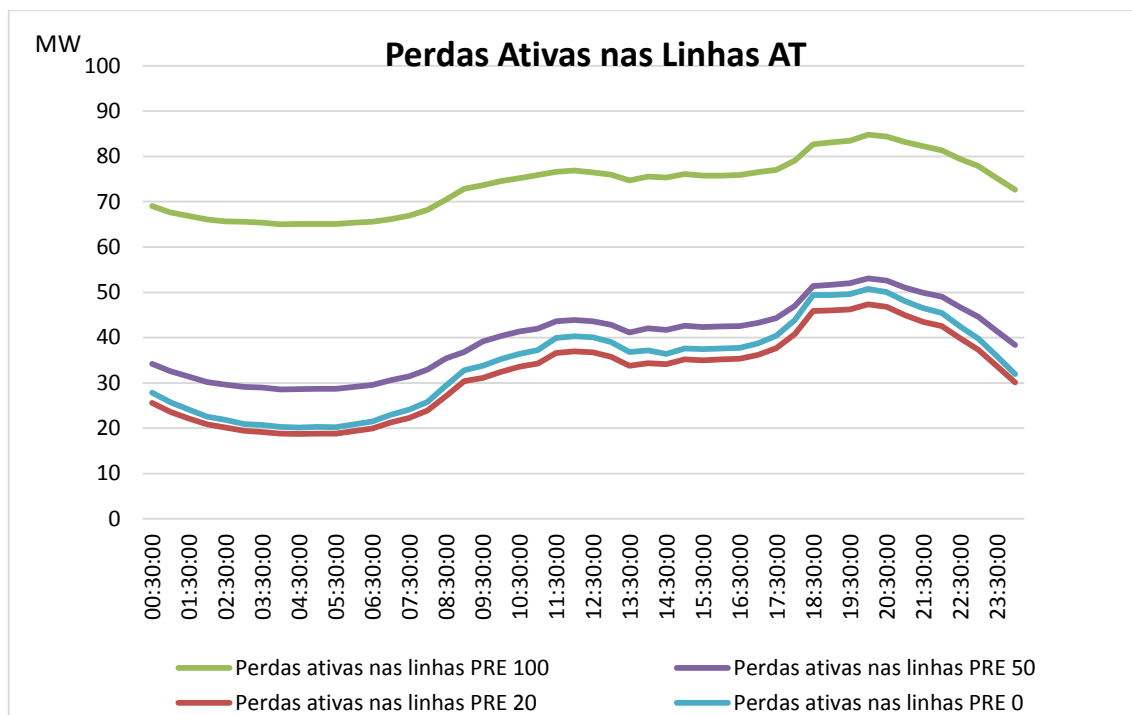


Figura 5.6 - Perdas ativas nas linhas AT para o dia 10/12/13

Da análise do gráfico acima, é possível desde já tirar algumas conclusões reveladoras:

- Se cada PRE AT injetasse na rede 20% da sua potência de ligação individual, as perdas Joule na rede AT diminuiriam entre 6 a 9%, consoante a hora do dia, face ao cenário sem PRE.
- Aumentando homoteticamente em cada PRE o valor de potência injetada até 50% da respetiva potência de ligação, as perdas na rede, aumentariam entre 4 a 30% em relação ao cenário sem PRE, consoante a hora do dia. Nas horas do dia entre as 09h00 e as 22h30, as perdas Joule não excederiam os 14% face ao cenário sem PRE. É portanto nas horas de vazio e super vazio¹³, que as perdas em relação ao cenário sem PRE aumentam mais (entre 17 a 30%).
- Se todos os PRE AT produzissem no seu máximo permitido (potência de ligação), as perdas na rede AT aumentariam entre 37 a 56%, consoante a hora do dia, face ao cenário PRE 50.

5.2 - Simulações referentes ao ano de 2013

Depois de já se ter simulado exaustivamente o dia 10 de Dezembro de 2013, e calculado valores para as perdas nos diferentes 4 cenários de PRE escolhidos, foi sugerida a estimação

¹³ Se considerarmos o horário para AT com ciclo semanal normal de 76 horas e horário de Inverno.

das perdas para todo o ano de 2013, usando para isso aproximações polinomiais geradas a partir de amostras simuladas.

5.2.1 - Perdas Joule nas linhas

5.2.1.1 - Aproximações polinomiais

Nesta secção apresentam-se as aproximações polinomiais para as perdas nas linhas, obtidas através das simulações realizadas para os diferentes cenários de PRE. O eixo das abcissas dos gráficos, representa o nível de carga na rede para o momento da simulação em relação ao valor base 7517MW. Este valor, corresponde à ponta máxima de carga registada durante o ano de 2013, excluindo a PRE MT.

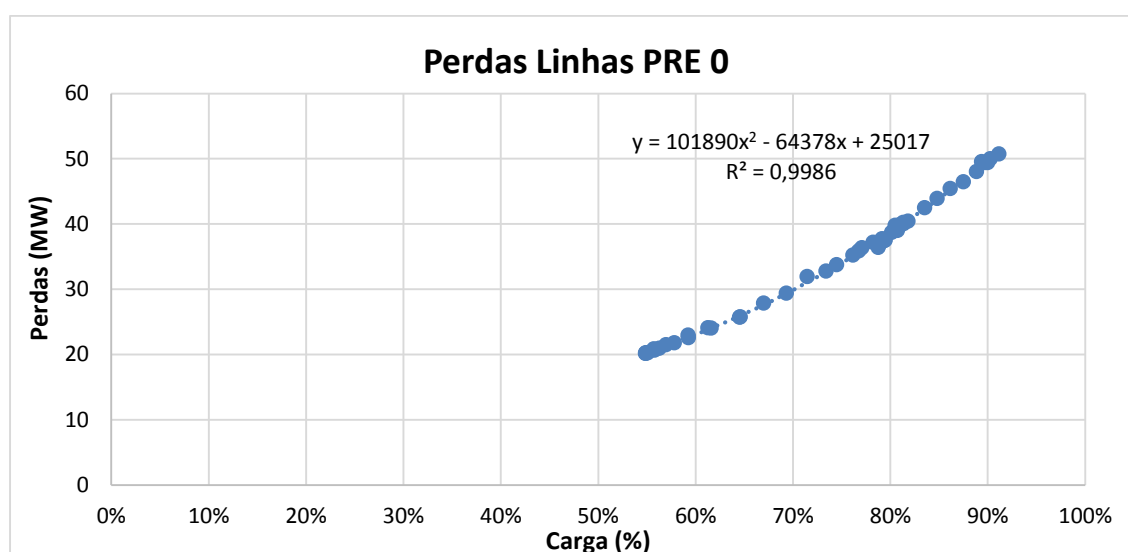


Figura 5.7 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 0.

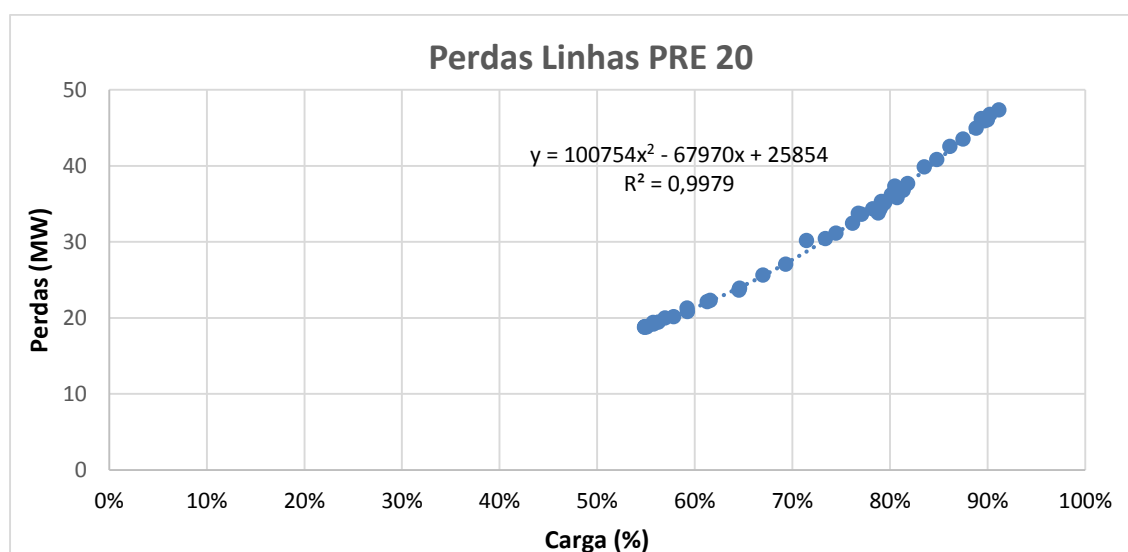


Figura 5.8 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 20.

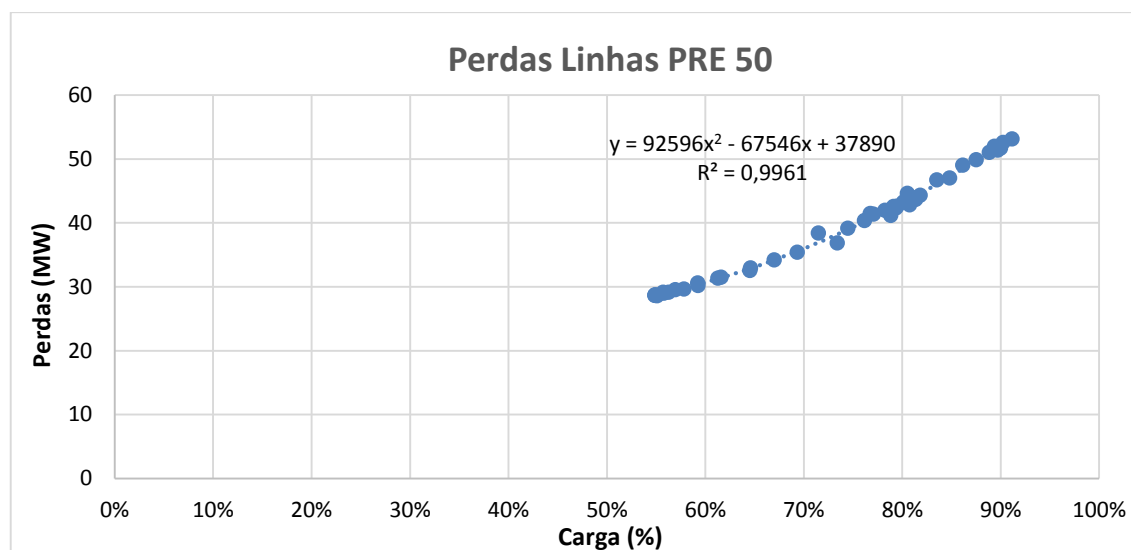


Figura 5.9 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 50.

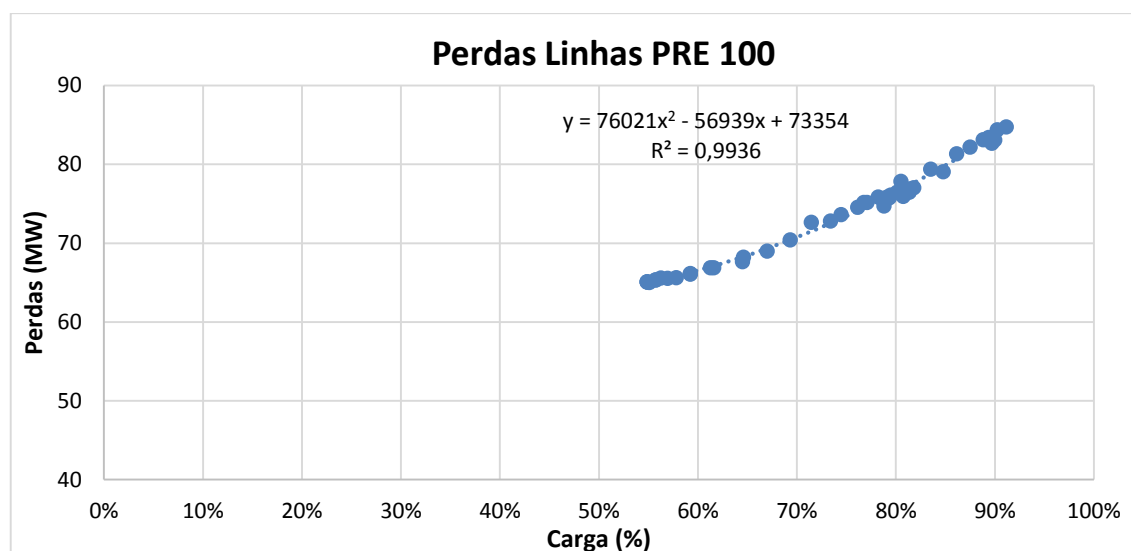


Figura 5.10 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE 100.

As aproximações para os cenários exibidos acima, possuem coeficientes de determinação R^2 muito próximos de 1, o que prova a qualidade das simulações realizadas. Não deve ser ignorado o facto de as simulações, realizadas para a obtenção das curvas nestes cenários, serem todas relativas ao dia 10 de Dezembro de 2013 com intervalos de 30 min.

Em baixo, apresentam-se as aproximações polinomiais para as perdas nas linhas, relativas aos cenários de PRE ALTA e PRE BAIXA.

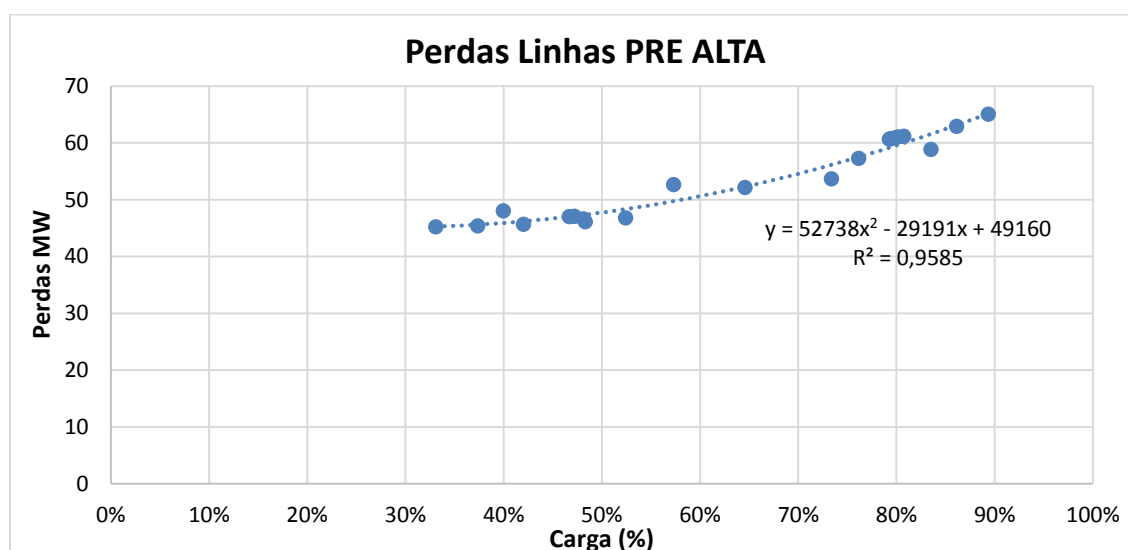


Figura 5.11 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas para o cenário PRE ALTA.

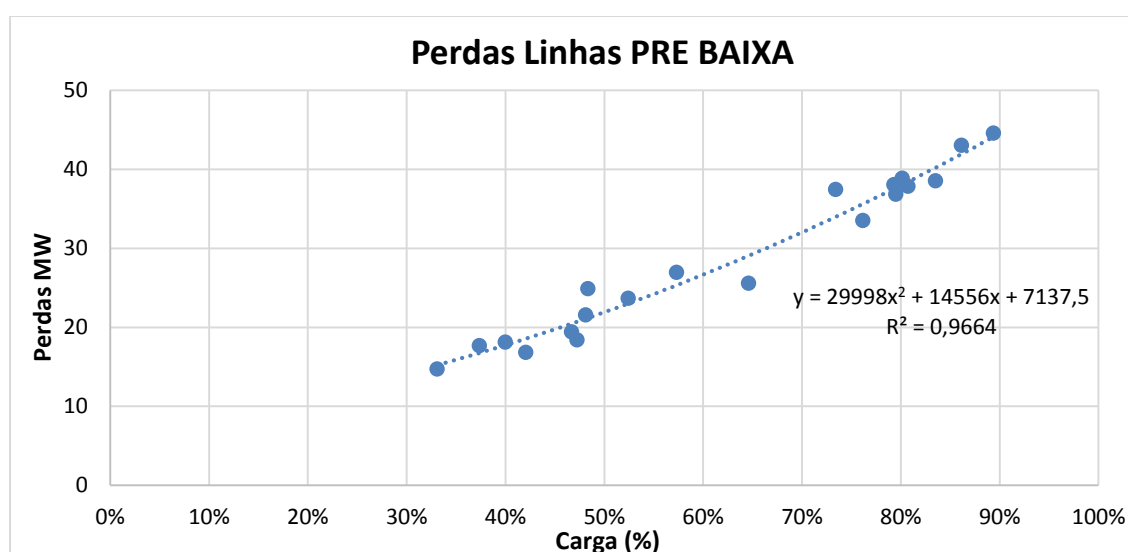


Figura 5.12 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas nas linhas no cenário PRE BAIXA.

Neste caso, as aproximações foram obtidas através de amostras de simulações para horas variadas de dias de dias variados. Tentaram-se escolher as horas, de modo a cobrir o mais possível os diferentes níveis de carga que podem ter ocorrido ao longo do ano de 2013.

As amostras simuladas pelo programa não estão perfeitamente espaçadas, nem cobrem totalmente o espectro de carga que existiu ao longo do ano. Ainda assim, as amostras cobrem grande parte dos níveis de carga e permitem ter valores para o coeficiente de determinação acima de 0,95.

5.2.1.2 - Apresentação dos resultados mensais para as perdas nas linhas

Com as aproximações obtidas, foi possível estimar as perdas Joule nas linhas para todas as horas do ano de 2013, usando a expressão relativa a cada uma das aproximações.

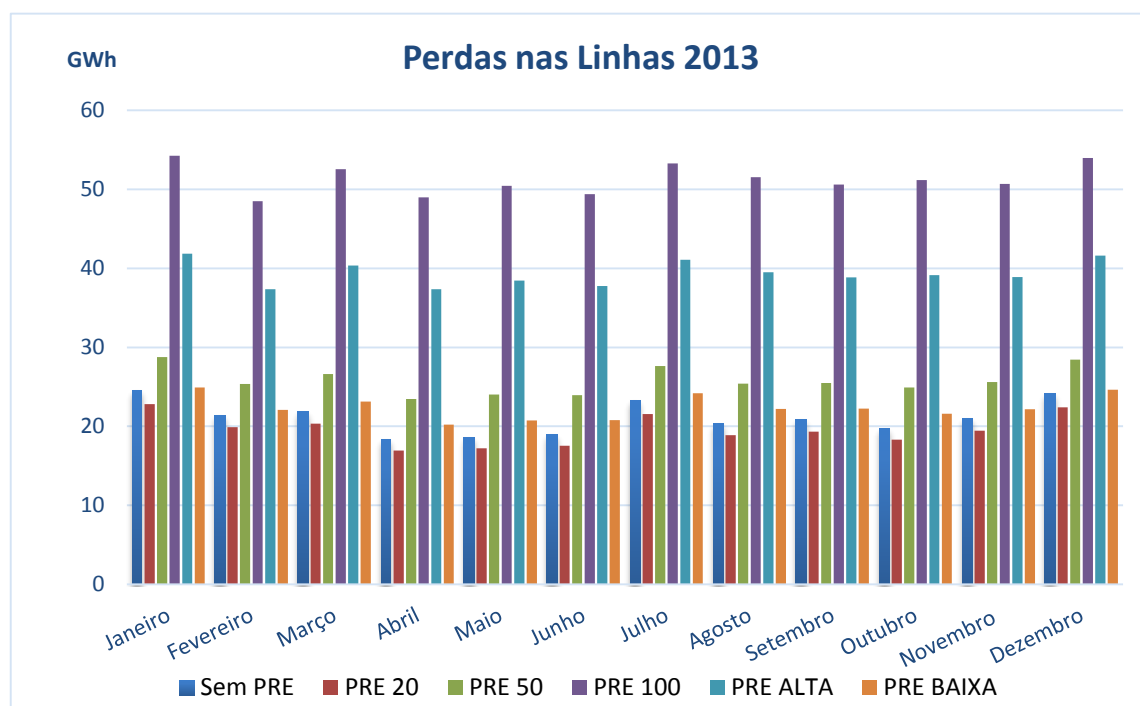


Figura 5.13 - Perdas energéticas nas linhas para 2013

Comparando as perdas para os seis cenários estudados, vemos que elas são mínimas, para o cenário PRE 20 e máximas para o cenário PRE 100. Em valores absolutos, elas rondam os 20 GWh no cenário PRE 20, e os 50 GWh no cenário extremo PRE 100, variando um pouco mais ou menos, dependendo do mês.

Observa-se que as perdas mensais nas linhas para o cenário PRE 20 são ligeiramente menores que as perdas para o cenário sem PRE, em todos os meses do ano. Isto prova, que em certas situações a PRE pode contribuir para diminuir as perdas Joule nas linhas da rede AT. O cenário PRE BAIXA obteve perdas em valor bastante semelhantes ao cenário sem PRE, contudo ligeiramente maiores em todos os meses, exceto em Janeiro, mês em que as perdas se igualaram.

Quanto às perdas para o cenário PRE 50, estas são mais elevadas do que as perdas para o cenário PRE BAIXA, entre 3 a 4 GWh por mês. Esperar-se-ia que as perdas para o cenário PRE 50, fossem bastante superiores às perdas para o cenário PRE BAIXA, já que a potência total produzida pelas PRE no primeiro cenário, é mais que o dobro da potência produzida no segundo, em cada DRC, como se pode ver na tabela 4.3. Esperar-se-ia que as perdas para o cenário PRE 50 fossem bastante mais próximas em valor, das perdas para o cenário PRE ALTA.

O cenário PRE ALTA, possui perdas mensais na ordem dos 40 GWh, as quais são bastante elevadas em comparação com os outros cenários (exceto PRE 100). Nota-se aqui, um fosso bastante grande entre este cenário e os 4 anteriormente mencionados.

Por último, o cenário PRE 100 é o que conduz a perdas maiores tal como esperado, já que possui todas as PRE a produzir ao máximo.

A nível de perdas por mês, nota-se que estas são maiores para os meses de Dezembro, Janeiro, Março e Julho. Estes valores são espectáveis, já que tendencialmente Dezembro e Janeiro tendem a ser os meses do ano com mais consumo, devido à duração mais curta dos dias, e Julho foi um mês com consumos particularmente elevados em 2013 como demonstram outros estudos já realizados [18].

Com base em valores cedidos pela EDP-D, é possível observar que foi nos meses referidos acima que a energia que transita da RNT para a RND foi maior. Isto, dá mais credibilidade aos valores de perdas encontrados, já que, se há mais energia a circular na rede AT, é expectável que haja mais perdas Joule nesta.

Tabela 5.3 - Energia Transitada da RNT para a RND [GWh]

Mês	Energia Transitada da RNT para a RND [GWh]
Janeiro	4.259
Fevereiro	3.823
Março	4.054
Abril	3.605
Maio	3.632
Junho	3.559
Julho	4.026
Agosto	3.761
Setembro	3.749
Outubro	3.781
Novembro	3.893
Dezembro	4.262

Com esta informação, calculou-se a percentagem de perdas em relação aos valores de energia transitada da RNT para a RND em cada mês.

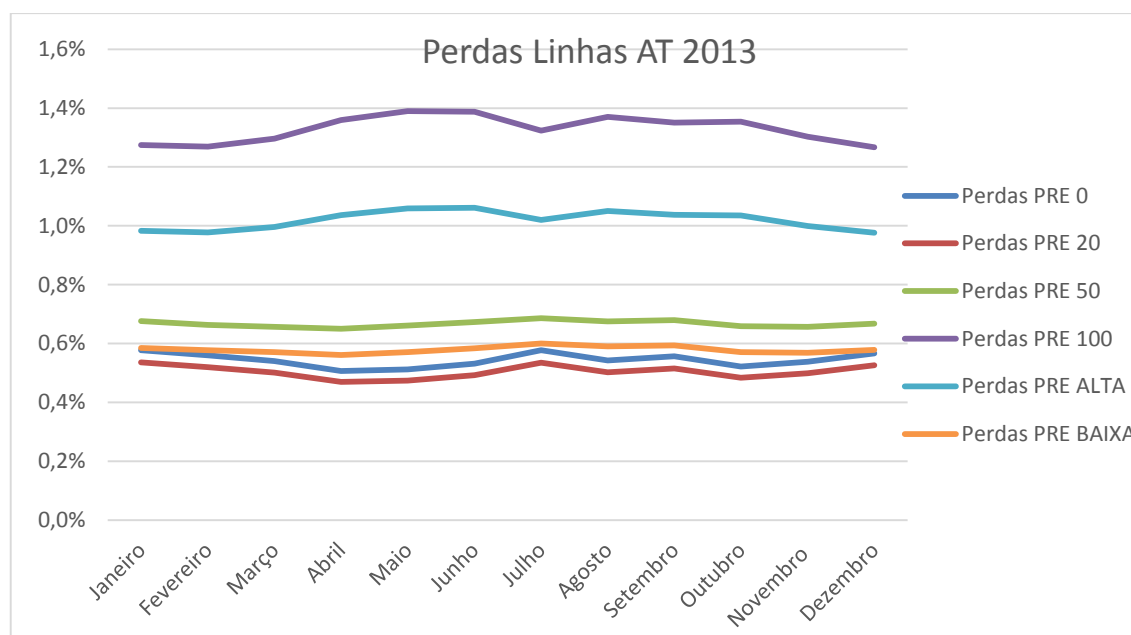


Figura 5.14 - Perdas nas linhas em relação à energia transitada para a RND.

Da análise do gráfico acima, pode afirmar-se, que as perdas Joule nas linhas da rede AT, se encontram entre os 0,51% e os 0,58% para um cenário sem PRE. Para o cenário PRE 20 as perdas encontram-se entre os 0,47% e os 0,54% e para o cenário PRE BAIXA entre os 0,56% e os 0,60%. Para o cenário PRE 50 as perdas traduzem-se entre os 0,65% e os 0,69% e para o cenário de PRE ALTA entre os 0,98% e os 1,06%. Finalmente para o cenário PRE 100 as perdas encontram-se entre os 1,27% e os 1,39%.

5.2.2 - Perdas totais na rede

Para além das perdas Joule nas linhas, foi recolhida dos diferentes relatórios gerais relativos às horas simuladas, os valores para as perdas totais (perdas nas linhas mais perdas nos transformadores das subestações AT/MT). Com as aproximações obtidas, foi possível estimar as perdas totais para todas as horas do ano de 2013, usando a expressão relativa a cada uma das aproximações.

5.2.2.1 - Aproximações polinomiais

Nesta secção apresentam-se as aproximações polinomiais obtidas para as perdas totais para os diferentes cenários de PRE.

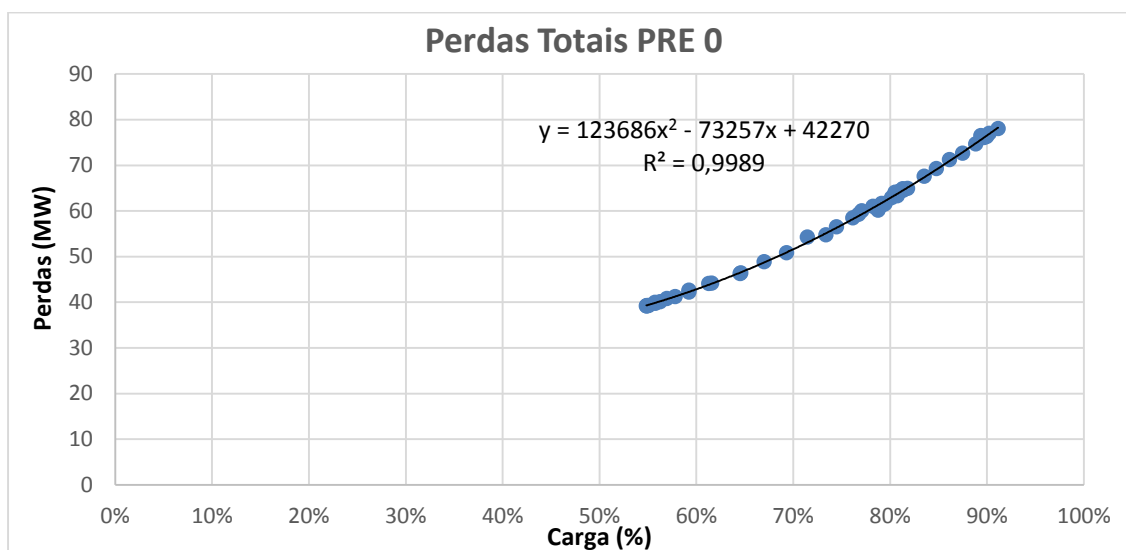


Figura 5.15 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 0.

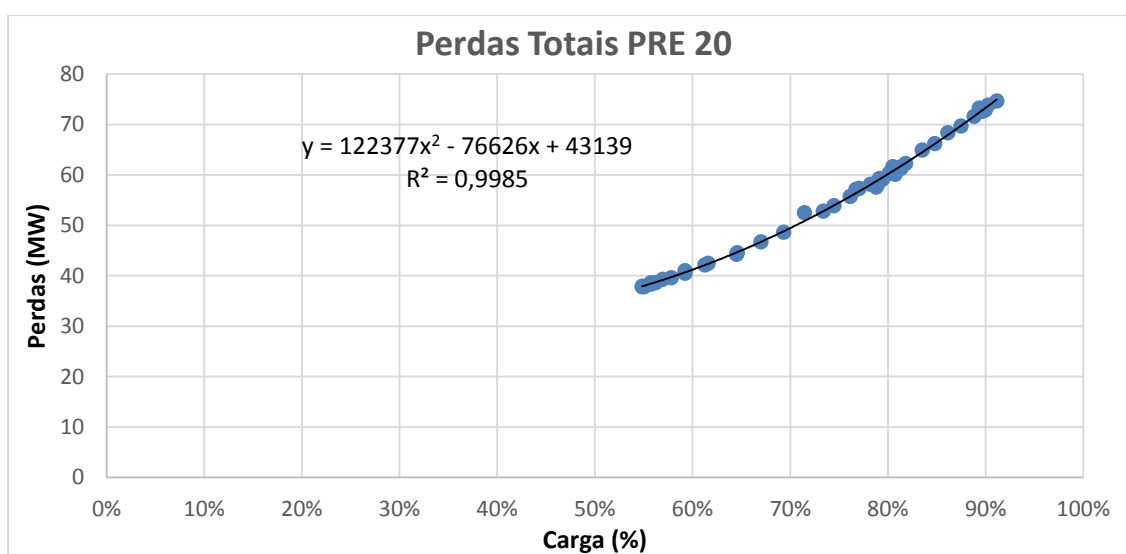


Figura 5.16 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 20.

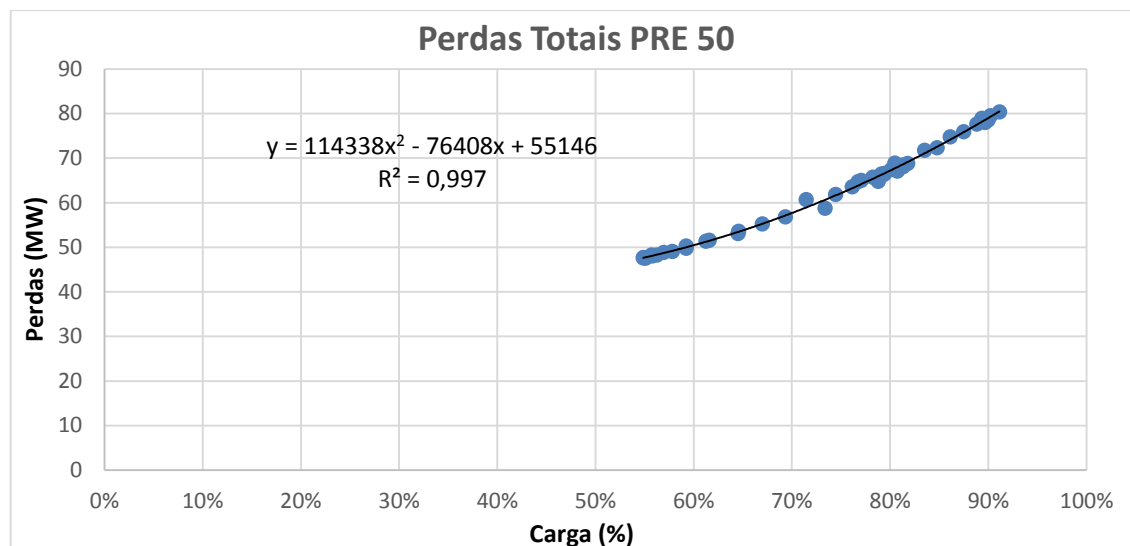


Figura 5.17 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 50.

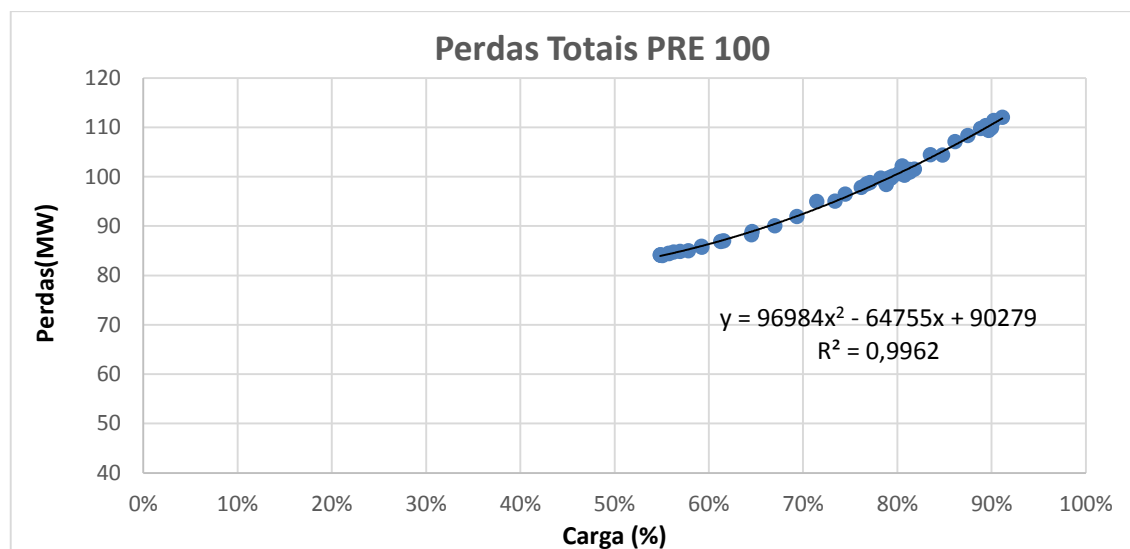


Figura 5.18 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE 100.

Tal como no caso das aproximações obtidas para a estimação das perdas nas linhas, as aproximações para as perdas totais, possuem coeficientes de determinação R^2 muito próximos de 1, o que prova a qualidade das simulações realizadas. Mais uma vez, relembra-se que as simulações para os cenários acima, dizem todas respeito ao dia 10 de Dezembro de 2013.

Em baixo, apresentam-se as aproximações polinomiais para as perdas totais, relativas aos cenários de PRE ALTA e PRE BAIXA.

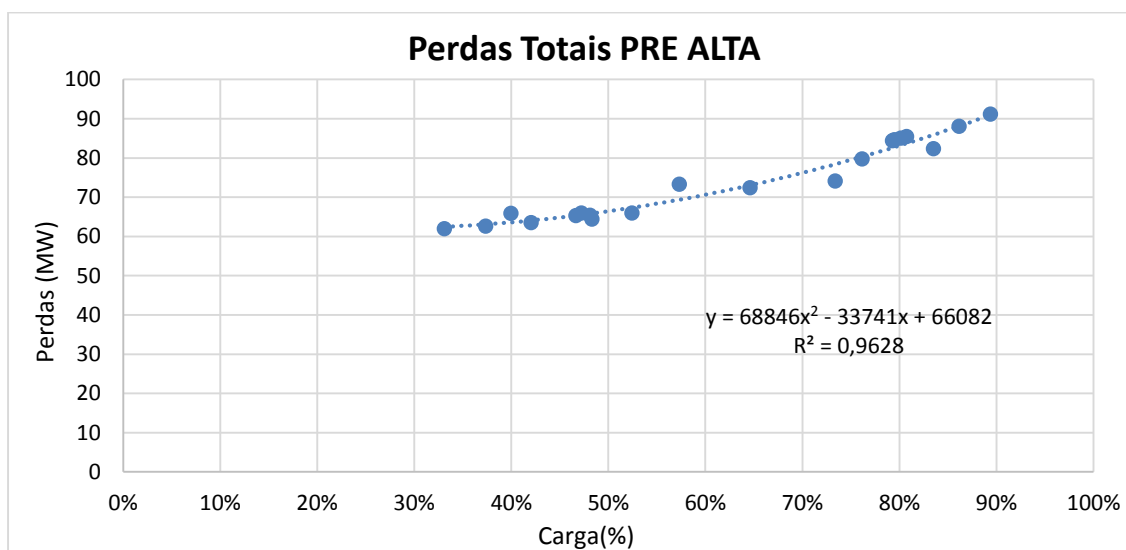


Figura 5.19 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais para o cenário PRE ALTA.

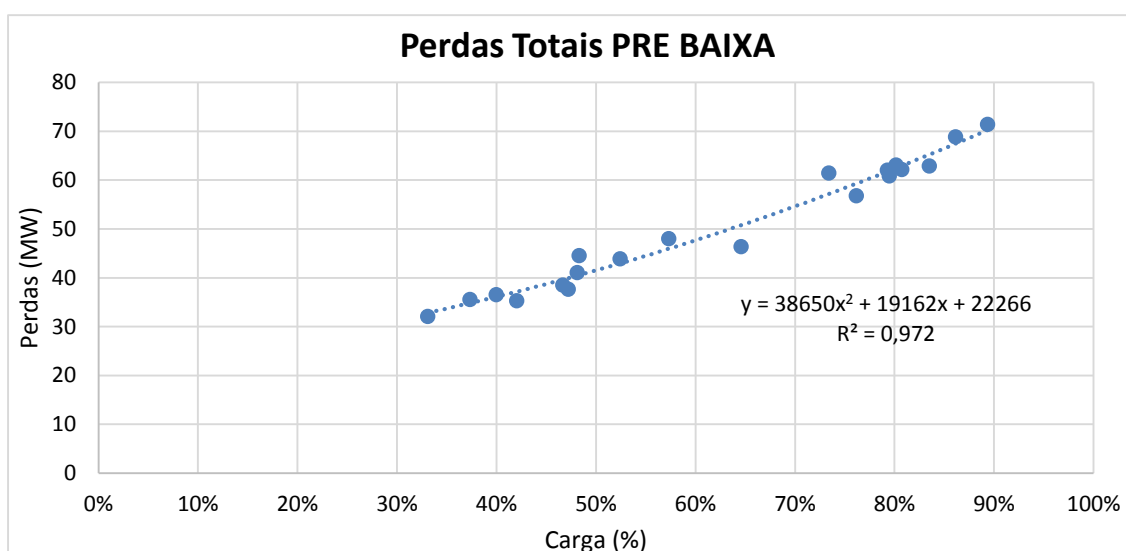


Figura 5.20 - Aproximação polinomial obtida através de simulações, para a estimação das perdas totais no cenário PRE BAIXA.

Tal como no caso das perdas Joule nas linhas, as aproximações foram obtidas através de simulações para horas diversas, de dias variados.

5.2.2.2 - Apresentação dos resultados mensais para as perdas nas linhas

Com as aproximações obtidas, foi possível estimar as perdas totais na rede AT, para todas as horas do ano de 2013, usando a expressão relativa a cada uma das aproximações.

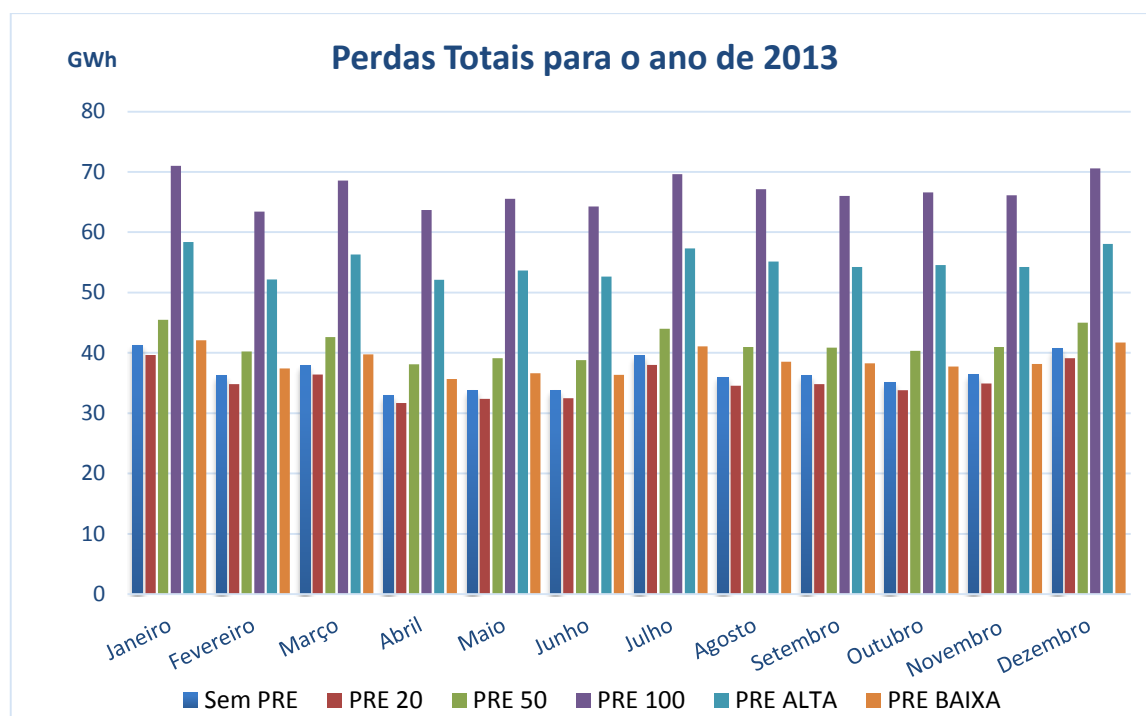


Figura 5.21 - Perdas energéticas totais para 2013

Comparando as perdas para os seis cenários estudados, vemos que elas voltam a ser mínimas, para o cenário PRE 20 e máximas para o cenário PRE 100. Em valores absolutos, as perdas totais têm um mínimo de 32GWh nos meses de Abril, Maio e Junho para o cenário PRE 20, e atingem um máximo de 71GWh nos meses de Janeiro e Dezembro, para o cenário extremo PRE 100.

Tal como na estimação das perdas para as linhas, o cenário PRE 20 obtém perdas totais, ligeiramente menores que o cenário sem PRE, para todos os meses do ano. Mesmo contabilizando os transformadores, prova-se que a PRE pode contribuir para diminuir as perdas na rede AT.

Mais uma vez, o cenário PRE BAIXA obteve perdas em valor bastante semelhantes ao cenário sem PRE, contudo ligeiramente maiores em todos os meses, incluindo o mês de Janeiro.

O cenário PRE 50, apresenta perdas, mais uma vez, muito próximas do cenário PRE BAIXA, desta vez superiores em 2 a 3 GWh por mês. Mais uma vez, esperar-se-ia que as perdas para o cenário PRE 50, fossem bastante superiores às perdas para o cenário PRE BAIXA, pelas razões já apresentadas no ponto 5.2.1.2, e que fossem bastante mais próximas em valor, das perdas para o cenário PRE ALTA.

O cenário PRE ALTA, possui perdas mensais totais entre os 52 e os 58 GWh, e mais uma vez se destaca dos quatro cenários já analisados acima.

Finalmente, o cenário PRE 100 é novamente o que conduz a perdas totais maiores.

Tal como no caso das perdas por linha, as perdas voltam a ser máximas nos meses de Dezembro, Janeiro, Março e Julho, para todos os cenários e mínimas para o mês de Fevereiro.

Fazendo a análise da percentagem de perdas totais em relação aos valores de energia transitada da RNT para a RND em cada mês, com recurso à informação da tabela 11, obtém-se o gráfico seguinte.

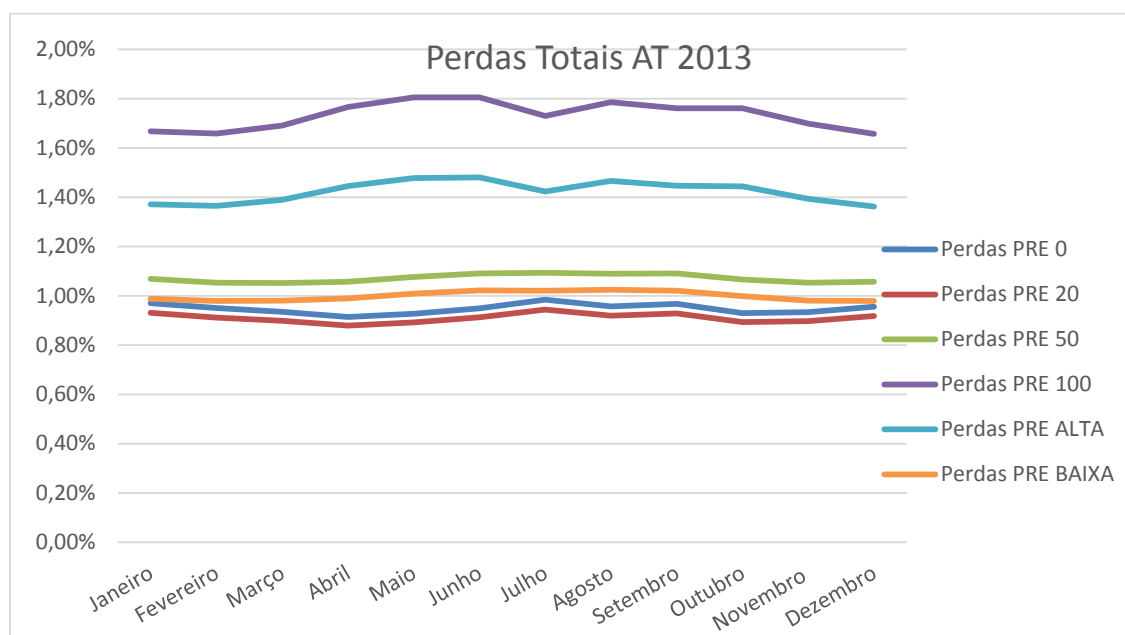


Figura 5.22 - Perdas nas linhas em relação à energia transitada para a RND.

Da análise do gráfico acima, pode afirmar-se, que as perdas totais na rede AT, se encontram entre os 0,91% e os 0,98% para um cenário sem PRE. Para o cenário PRE 20 as perdas encontram-se entre os 0,88% e os 0,94% e para o cenário PRE BAIXA entre os 0,98% e os 1,02%. Para o cenário PRE 50 as perdas traduzem-se entre os 1,05% e os 1,09% e para o cenário de PRE ALTA entre os 1,36% e os 1,48%. Finalmente para o cenário PRE 100 as perdas encontram-se entre os 1,66% e os 1,81%.

5.3 - Exemplos do impacto da PRE em elementos da rede AT

5.3.1 - Nos perfis de tensão

Ao longo do estudo, observaram-se algumas situações que ilustram o que foi referido na secção 2.3.2, acerca do impacto que a PRE pode ter para os perfis de tensão em elementos da rede.

Consideremos o caso de uma subestação AT/MT, pertencente à rede da Carvoeira, localizada na região da Grande Lisboa. Esta subestação possui dois transformadores AT/MT 60kV/30kV de 40MVA cada. O andar de MT de 30kV é constituído por dois semi-barramentos como possibilidade de interligação através de seccionador inter-barras. No entanto, este encontra-se aberto e cada transformador é responsável por alimentar um semi-barramento individualmente.

O semi-barramento 1 alimenta duas saídas MT, um transformador de serviços auxiliares 30/0,4 kV e possui ainda três painéis dedicados a PRE MT.

O semi-barramento 2 alimenta uma saída MT, um transformador de serviços auxiliares 30/0,4 kV, um transformador MT/MT (30/10kV) que por sua vez alimenta quatro saídas MT e possui ainda três painéis dedicados a PRE MT.

A figura 5.23 apresentada em baixo diz respeito à simulação para o dia 10 Dezembro de 2013, às 19h30, para o cenário PRE 100. Relembra-se que a PRE existente na rede MT não está representada na rede em DPlan, exceto a PRE MT que está ligada diretamente a uma saída MT de uma subestação AT/MT, a que se dá o nome de painel dedicado.

Nesta subestação, para este cenário, as tensões dos elementos ligados ao semi-barramento 1, sobem para valores acima dos limites permitidos (1.1 p.u). Este caso, representa bem o efeito, que vários PRE a partilhar o mesmo ponto de ligação, a injetar uma quantidade elevada de potência ativa, podem ter nos perfis de tensão de elementos da rede próximos. Tal como se observa na figura abaixo, os três painéis dedicados, não só fazem subir a tensão para valores acima do permitido nas duas saídas MT modelizadas por nós EQUIV, mas também no primário do transformador AT/MT a que estão ligados, já que se dá o efeito de inversão do fluxo de potências.

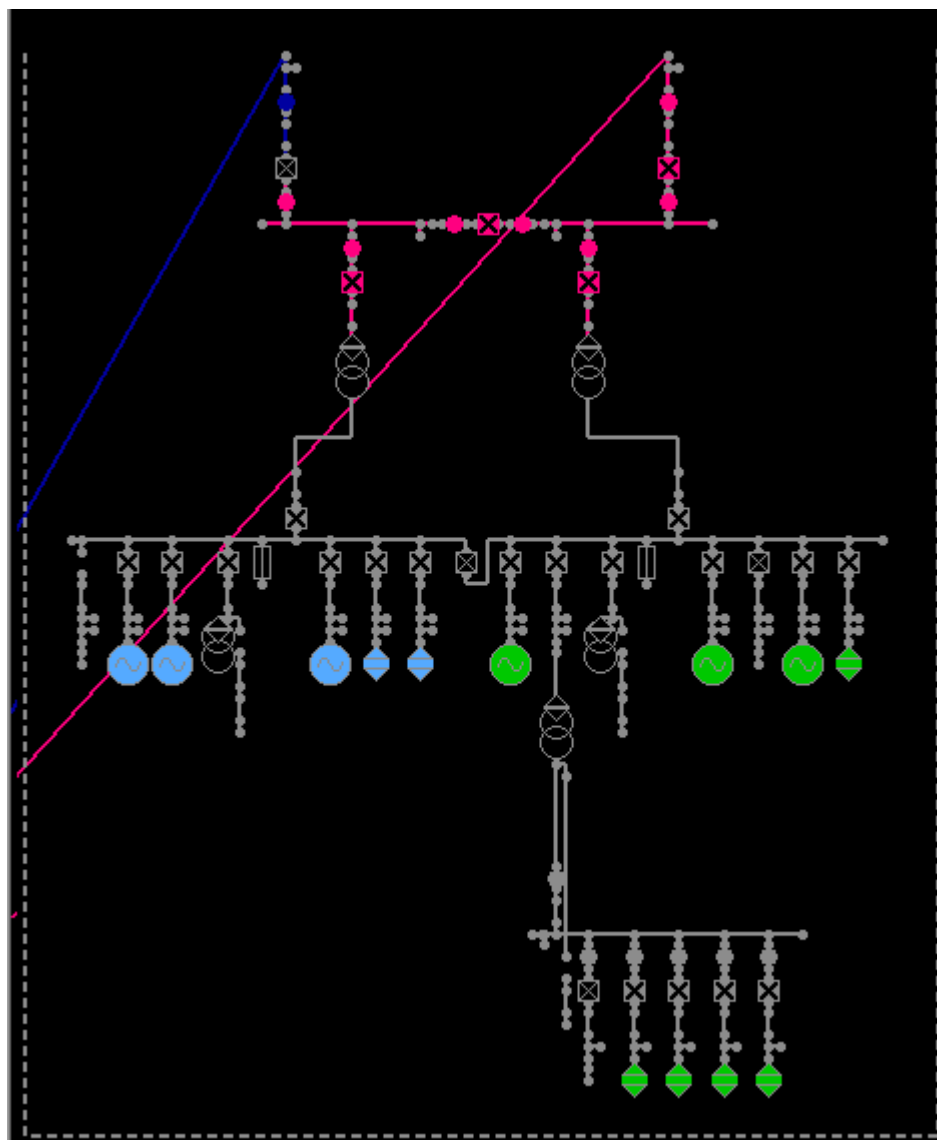


Figura 5.23 - Subestação AT/MT da rede de Carvoeira.

Este aumento de tensão no transformador devido à injeção de PRE, pode ser corrigido através da regulação automática (AVR) de tensão das tomadas dos transformadores, e é o que acontece em todos os casos em que há injeção direta de PRE nos andares das subestações.

Neste caso porém, mesmo com a atuação do AVR do transformador que comutou os enrolamentos do secundário para a tomada de menos carga, não foi possível baixar a tensão para limites aceitáveis. De facto, no cenário PRE 100 a produção é tão exagerada (igual à potência de ligação de cada PRE), que a tomada mais baixa do transformador desta subestação, não chega para corrigir a tensão.

Os elementos do semi-barramento 2, ao contrário dos do semi-barramento 1, encontram-se dentro dos limites de tensão. Isto pode ser explicado pelo facto, de no semi-barramento 1 existir menos carga para onde escoar o excesso de energia produzida pelos painéis dedicados.

5.3.2 - Nas perdas Joule nas linhas

Analisando os resultados das perdas globais estimadas para 2013, concluiu-se que há situações em que a PRE ajuda a baixar as perdas nas linhas da RND. De facto, o cenário PRE 20 obteve perdas mensais inferiores ao cenário PRE 0. Contudo, esta análise é feita para todas as horas do ano, para toda a rede AT, perdendo-se assim alguma sensibilidade na análise do impacto que alguma PRE específica poderá ter para as perdas. Também seria útil estudar a variação das perdas em linhas específicas, com a situação de carga e com o nível de produção injetado.

Depois de analisadas as perdas para várias linhas de redes que contêm PRE, identificou-se um caso particular na rede de Bodiosa que ilustra bem o impacto que a PRE pode ter nas perdas que circulam numa linha, dependendo da potência injetada, e do nível de carga.

A rede de Bodiosa pertence à DRC Mondego, possui 7 instalações PRE num total de cerca de 189 MW de potência instalada e 181 MW de potência ligada, e encontra-se ilustrada na figura abaixo.

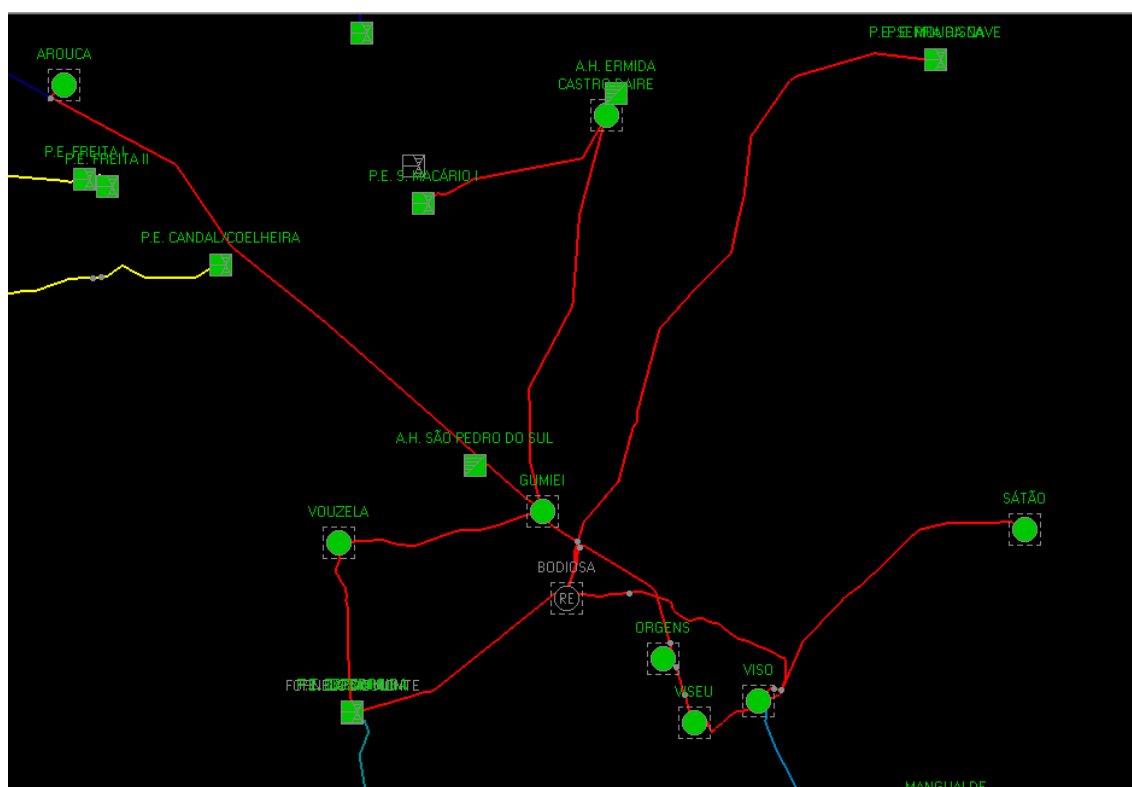


Figura 5.24 - Rede da Bodiosa

A linha estudada é a linha de 60kV que liga a subestação MAT/AT da REN da Bodiosa, ao posto de corte Fornelo do Monte, ao qual interligam 3 PRE do tipo eólico:

- o parque eólico Caramulo I, com potência de ligação = 20 MW;
- o parque eólico Bezerreira e Caselho, com potência de ligação = 50 MW;

- o parque eólico Caramulo II, com potência de ligação = 20 MW;

Apenas Caramulo I e Bezerreira e Caselho se encontram ligadas à rede da Bodiosa, estando Caramulo II ligado à rede de Vila Chã, pelo que apenas os dois primeiros PRE terão impacto para as perdas na linha estudada. A figura seguinte mostra o esquema de ligação dos PRE ao posto de corte, onde é visível a separação das redes através dum dos seccionadores inter-barras em estado aberto.

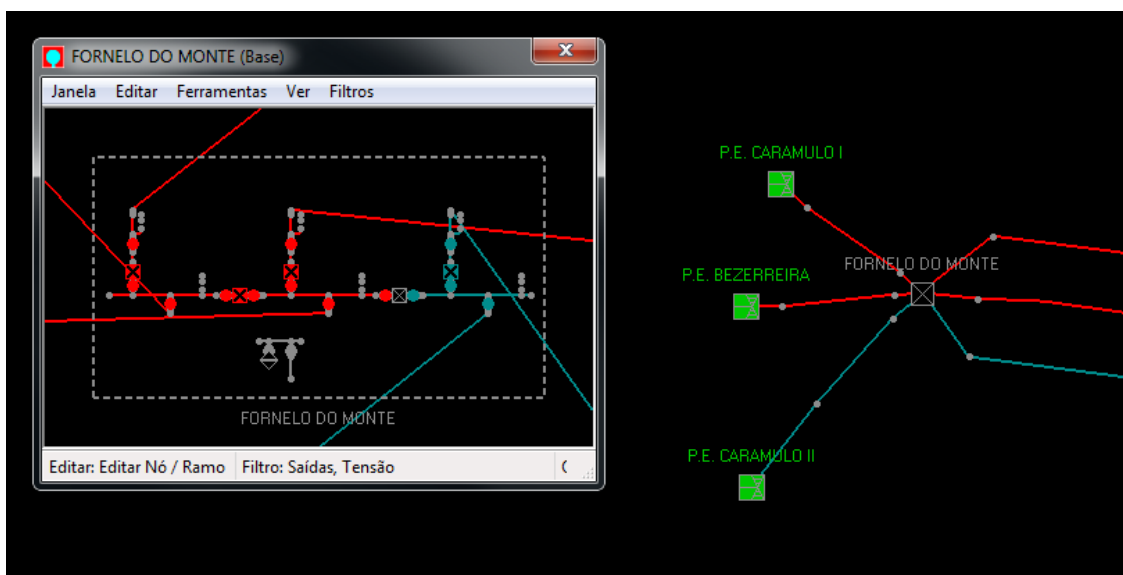


Figura 5.25 - Ligação dos parques eólicos Caramulo I, Bezerreira e Caselho e Caramulo II ao posto de corte Fornelo do Monte

A linha LN60 1287 é uma linha aérea em alumínio, de secção 325 mm² com 12,3km, e encontra-se representada na figura seguinte.

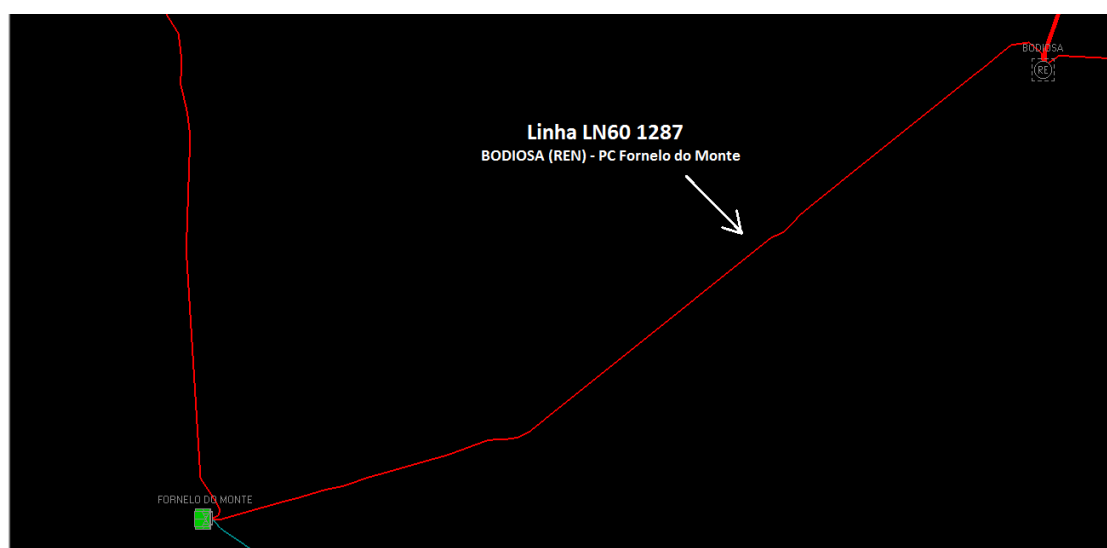


Figura 5.26 - Linha LN60 1287 Bodiosa (REN)-PC Fornelo do Monte

De modo a analisar o impacto da PRE para as perdas nesta linha, foram selecionados 6 cenários com consumos e níveis de produção PRE diferenciados. Para esta linha foram analisadas as perdas obtidas através das simulações para situações de vazio e cheia para cenários PRE 0, PRE ALTA e PRE BAIXA. A situação de vazio ocorreu às 03h00 e a de cheia às 19h30 do dia 10 de Dezembro de 2013.

A produção dos dois PRE influentes na rede de Bodiosa, encontra-se listada para cada cenário na tabela abaixo.

Tabela 5.4 - Produção nos PRE Caramulo I e Bezerreira e Caselho para cada cenário.

Produção dos PRE (kW)	PRE 0 cheia	PRE 0 vazio	PRE ALTA cheia	PRE ALTA vazio	PRE BAIXA cheia	PRE BAIXA vazio
Caramulo I	0	0	13.586	13.586	4.537	4.537
Bezerreira	0	0	34.058	34.058	11.373	11.373
Total	0	0	47.644	47.644	15.910	15.910

A potência ativa e as perdas para cada cenário, encontram-se listados na tabela abaixo.

Tabela 5.5 - Perdas na linha LN60 1287

LN60 1287 Bodiosa (REN) - PC Fornelo do Monte	Perdas PRE 0 cheia	Perdas PRE 0 vazio	Perdas PRE ALTA cheia	Perdas PRE ALTA vazio	Perdas PRE BAIXA cheia	Perdas PRE BAIXA vazio
Potência Ativa (kW)	29.276	15.233	-38.034	-51.622	6.569,8	-11.280
Perdas (kW)	169	43	280	495	19	24

Analisando a tabela acima, é possível extrair algumas conclusões e confirmar alguns impactos que a PRE pode ter, já descritos ao longo da secção 2.3.

Na secção 4.2.3 foi afirmado que estas dependiam sobretudo do trânsito de potências que lá passava. Observando os valores da tabela acima é possível verificar que a ordenação de grandeza das perdas, corresponde à ordenação de grandeza absoluta dos trânsitos de potência na linha. Isto reforça, que quando a PRE contribui para baixar o trânsito de potência na linha as perdas são menores.

Consideremos os valores dos cenários sem PRE como referência. Num cenário de cheia, a potência ativa na linha seria de 29.276 kW e obteríamos 169 kW de perdas, enquanto que em vazio, a potência ativa seria de 15.233 kW e as perdas corresponderiam a 43kW. Em ambos os casos, o trânsito de potências é positivo, o que corresponde a um fluxo da central de Bodiosa, para o PC Fornelo do Monte. Nestes cenários sem PRE, é natural que na situação de vazio, a potência ativa que transita na linha seja menor que a potência ativa que transita na situação de cheia, já que os consumos a alimentar nas subestações que pertencem à mesma malha desta linha, serão menores. Assim sem PRE as perdas ativas, são menores para a situação de vazio e maiores para a situação de cheia.

Os dois cenários de PRE ALTA são os que obtêm perdas mais elevadas. Em ambos os cenários, o valor absoluto de potência na linha, é superior ao valor de potência, na situação de carga respectiva nos cenários sem PRE. Ao contrário do cenário sem PRE, é na situação de vazio que o valor absoluto de potência na linha é maior, e consequentemente as perdas na linha (495 kW). Na situação de cheia, as perdas subiram 71% face a um cenário sem PRE. Na situação de vazio as perdas subiram 1051%.

Tanto na situação de cheia como vazio, houve inversão do trânsito de potências, sendo que este é maior em módulo na situação de vazio, já que há menos carga para onde escoar a energia excedente produzida pelos PRE. Nestes casos, o fluxo toma agora o sentido do posto de corte, para a subestação da Bodiosa, entrando diretamente no andar MAT através de um dos transformadores da subestação. Esta situação de inversão de trânsito, não é de todo desejável já que a energia está a deslocar-se da RND para a RNT, ou seja, de jusante para montante.

Finalmente, para os cenários de PRE BAIXA as perdas verificadas na linha, foram as menores tanto na situação de vazio, como de cheia. Nestes casos a PRE contribuiu para baixar o módulo da potência ativa a circular na linha, e consequentemente as perdas. Na situação de cheia, as perdas foram reduzidas em 89% face a um cenário sem PRE. Na situação de vazio as perdas foram reduzidas em 44%.

Embora as perdas tenham sido reduzidas nos dois cenários, na situação de vazio voltou a haver inversão do sentido do trânsito de potências.

Capítulo 6

Conclusões e Perspetiva de Trabalhos Futuros

6.1 - Conclusões

Após a realização deste trabalho, foi possível chegar a algumas conclusões mais relevantes, em cada um dos objetivos propostos, referidos na secção 1.2.

Quanto à caracterização da PRE em Portugal, conclui-se que cerca de 55% da sua potência instalada está ligada no nível de AT. Cerca de 70% da potência ligada de PRE AT é do tipo eólico, 15% é do tipo cogeração, e os restantes 15% dividem-se pelas restantes tecnologias. Dividindo Portugal Continental em duas zonas, Norte e Sul, conclui-se que cerca de 70% da potência instalada de PRE AT se encontra na zona Norte e apenas 30% na zona Sul. Especificando, na zona do Mondego existe uma grande concentração de PRE representando 38% da potência instalada. Dividindo a rede AT em seis DRC, Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa e Sul verifica-se que a PRE do tipo eólico representa 73% a 81% da potência instalada em cada uma das DRC, exceto em Lisboa e no Porto onde o tipo de tecnologia dominante, é a cogeração, representando respetivamente 76% e 61% da potência instalada.

Da análise aos perfis de PRE AT verificados em 2013, verificou-se que existiam correlações acima dos 85% entre a produção das PRE nas DRC Mondego e Norte e entre cada uma delas e o total de PRE AT produzido em Portugal, ao longo do ano de 2013.

Verificou-se também que para as DRC em que o tipo de tecnologia PRE dominante é o eólico, os perfis de produção de PRE AT são bastante inconstantes, sofrendo grandes variações ao longo do tempo. Isto deve-se à imprevisibilidade e intermitência que caracteriza este tipo de tecnologia. Por outro lado, nas DRC onde o tipo de tecnologia PRE dominante é a cogeração (Porto e Lisboa), verificou-se que os perfis de produção são bastante constantes ao

longo do tempo, sendo possível obter aproximações satisfatórias para eventuais cenários de produção utilizando simplesmente médias aritméticas dos respetivos perfis de produção.

Quanto aos resultados obtidos após as simulações para as perdas nas linhas em toda a rede AT, para o ano de 2013, estimou-se que estas estariam na ordem dos 1% para cenários constantes de PRE ALTA e variariam mensalmente entre os 0,56% e os 0,60% para cenários constantes de PRE BAIXA, face à energia que deu entrada na RND mensalmente. Estes dois cenários de PRE foram caracterizados após a análise dos perfis de produção nas DRC. Para um cenário sem PRE, as perdas variariam consoante o mês, entre 0,51% e 0,58% e seriam muito semelhantes ao cenário de PRE BAIXA. Conseguiram-se obter perdas mensais inferiores ao cenário sem PRE, apenas para o cenário PRE 20, que considera todas as PRE AT com regime de produção constante a 20% do seu valor de potência de ligação. Neste cenário, as perdas nas linhas variam entre os 0,47% e os 0,56%, sendo inferiores em todos os meses, às perdas obtidas no cenário sem PRE.

Acrescentando as perdas nos transformadores das subestações AT/MT, as perdas mensais para o ano de 2013, na rede AT, variariam entre os 1,36% e os 1,48% para o cenário de PRE ALTA e entre os 0,98% e os 1,02% para o cenário PRE BAIXA. Sem PRE as perdas variariam entre 0,91% e os 0,98% e mais uma vez as perdas mínimas seriam obtidas no cenário PRE 20 e variariam entre os 0,88% e os 0,94%.

Fica provado neste trabalho, que a PRE AT com a configuração que atualmente detém na rede AT Nacional, contribui de forma diferenciada para o nível de perdas nas linhas, dependendo do seu nível de produção. Verificou-se também, que dependendo da situação de carga no sistema variável com as horas do dia, a PRE poderia contribuir positivamente ou negativamente para o aumento do módulo do fluxo de potência nas linhas, e consecutivamente para a diminuição ou aumento das perdas nestas.

Embora para apenas um dos cenários com injeção de PRE simulados, as perdas mensais estimadas tenham sido menores face a ao cenário sem PRE, os cenários PRE BAIXA e PRE 50 obtiveram perdas apenas ligeiramente superiores. Considerando que a PRE não pode ser vista apenas pelas perdas que evita nas linhas, mas também pela maior flexibilidade de exploração e capacidade que oferece ao SEE, energia que evita ser importada, e impacto ambiental reduzido se do tipo renovável, pode dizer-se que esta contribui positivamente para o sistema.

6.2 - Perspetiva de Trabalhos Futuros

Depois de realizado este estudo, percebeu-se que a determinação das perdas estendidas à totalidade da rede AT, para um ano inteiro, através de simulações empíricas, é uma tarefa que exige um elevadíssimo número de simulações, devendo ser realizada em ferramentas computacionais que possibilitem a automatização da geração de resultados. Não sendo o caso do programa utilizado, recorreu-se a aproximações polinomiais geradas a partir de simulações amostra, para estimar as perdas globais. Após a utilização do programa DPlan Despacho como ferramenta para a simulação de perdas, acredita-se que este tenha potencial para futuramente, simular integralmente as perdas num ano inteiro, já que apresenta funcionalidades muito úteis para esse fim.

Contudo, verificaram-se algumas limitações na automatização da geração dos resultados das várias simulações, que impossibilitam de momento a viabilidade desse elevado número de simulações. No entanto, acredita-se que as limitações do programa podem ser ultrapassadas, com a introdução de novas funcionalidades e/ou alteração de algumas já existentes. Estas modificações encontram-se sugeridas, no corpo da tese.

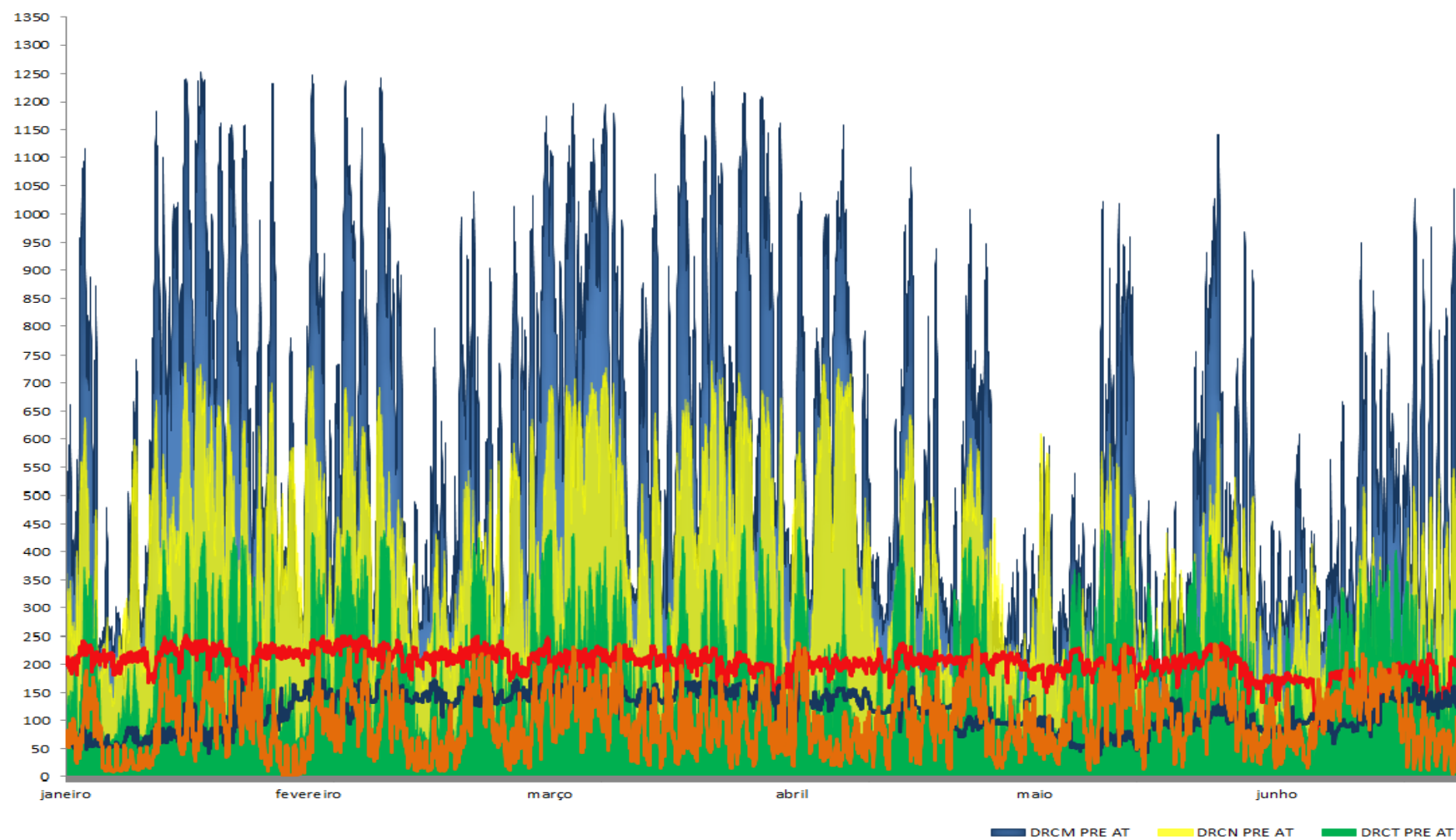
Para além das limitações atuais do DPlan Despacho para a realização de estudos que envolvam um grande número de simulações, verificaram-se algumas contingências técnicas durante as simulações que impossibilitaram a simulação dum maior número de cenários de PRE, inclusivamente a sua produção real no ano de 2013. Assim, tiveram que ser criados cenários alternativos de PRE validados com base em perfis medidos por telecontagem, que não variaram horariamente com a carga. Em estudos futuros, recomenda-se que seja considerada a variação horária da produção das diferentes unidades PRE, aquando das simulações, em detrimento de valores fixos que caracterizaram os diferentes cenários PRE considerados neste estudo. O DPlan Despacho, estará perfeitamente habilitado a possibilitar estas variações de produção nas PRE, após as implementações das funcionalidades recomendadas neste documento.

Referências

- [1] Decreto-Lei nº363/2007, Diário da República, 1ª Série Nº211 - 2 de Novembro de 2007.
- [2] Wikipedia, “Energia Eólica”, http://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_e%C3%B3lica,
acedido pela última vez em 12/12/2014.
- [3] Finertec - Energia e Ambiente SGPS “Energia Hidroeléctrica - Centrais Mini-Hídricas”,
disponível em
<http://www.finertecenergia.pt/Home/EnergiasRenov%C3%A1veis/EnergiaHidroel%C3%A9ctrica.aspx> ,
acedido pela última vez em 12/12/2014.
- [4] Wikipédia, “Cogeração”, <http://pt.wikipedia.org/wiki/Cogera%C3%A7%C3%A3o>,
acedido a 13/12/2014.
- [5] Portal de Energia, “Vantagens e desvantagens da energia a biomassa”,
<http://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-biomassa/> ,
acedido a 13/12/2014.
- [6] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Nota Explicativa da Informação sobre
Produção em Regime Especial”, Agosto de 2009, disponível em
http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info_mensal/Nota%20Explicativa%20da%20informa%C3%A7%C3%A3o%20sobre%20PRE.pdf.,
acedido pela última vez em 13/12/2014.
- [7] Decreto-Lei nº 225/2007, Diário da República, 1ª Série Nº105 , 31 de Maio de 2007.
- [8] Decreto-Lei nº 189/88, Diário da República, 1ª Série Nº123 , 27 de Maio de 1988.
- [9] Decreto-Lei nº 23/2010, Diário da República, 1ª Série Nº59, 25 de Março de 2010.
- [10] Portaria nº 140/2012, Diário da República, 1ª Série Nº93, 14 de Maio de 2012.
- [11] Portaria nº 325-A/2012, Diário da República, 1ª Série Nº200, 16 de Outubro de 2012.
- [12] Decreto-Lei nº 25/2013, Diário da República, 1ª Série Nº35, 19 de Fevereiro de 2013.
- [13] D.A.Nogueira, “Análise da Influência da PRE nas Perdas na Rede de Distribuição de
Alta Tensão”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto,
2014.

- [14] A. F. Sarabia “Impacto Of Distributed Generation On Distribution System” ,Master Thesis, Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University, 2011.
- [15] APREN, “Avaliação dos custos e dos benefícios da energia elétrica de origem renovável, relatório final do estudo Lisboa” Relatório Final do Estudo, Julho de 2011.
- [16] Wikipédia, “Coeficiente de correlação de Pearson”, disponível em http://pt.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_correla%C3%A7%C3%A3o_de_Pearson, acedido a última vez em 17/12/2014.
- [17] Wikipédia, “ R^2 ”, disponível em <http://pt.wikipedia.org/wiki/R%C2%B2>, acedido pela última vez em 29/12/2014.
- [18] Redes Energéticas Nacionais, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte Para Efeitos de Acesso à Rede, Situação a 31 de Dezembro de 2013” 3.5 perdas figura 14, disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20da%20RNT%2031-12-2013.pdf> , acedido pela última vez em 01/01/2015.

Anexo A - Perfis da PRE AT nas várias DRC em 2013



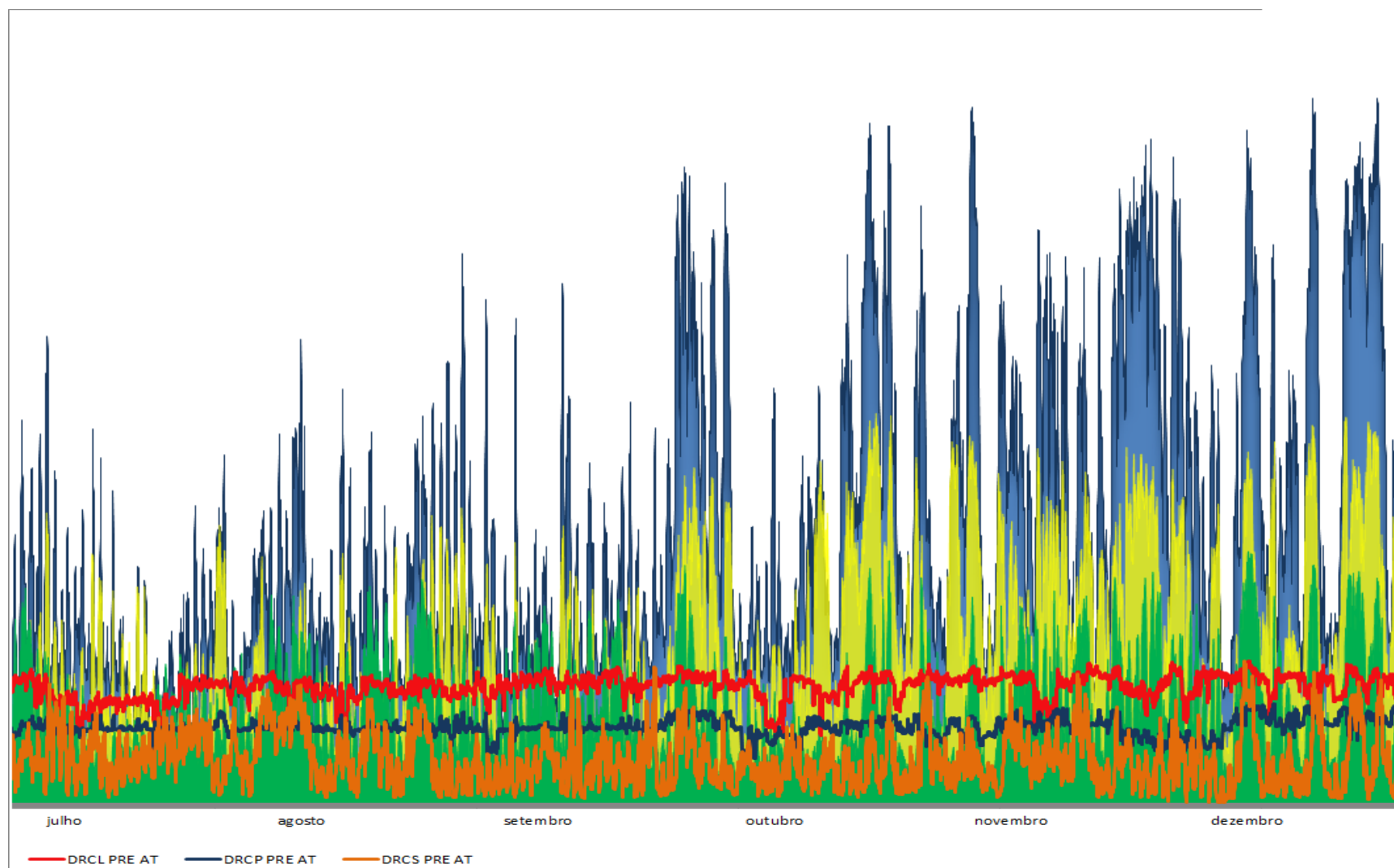
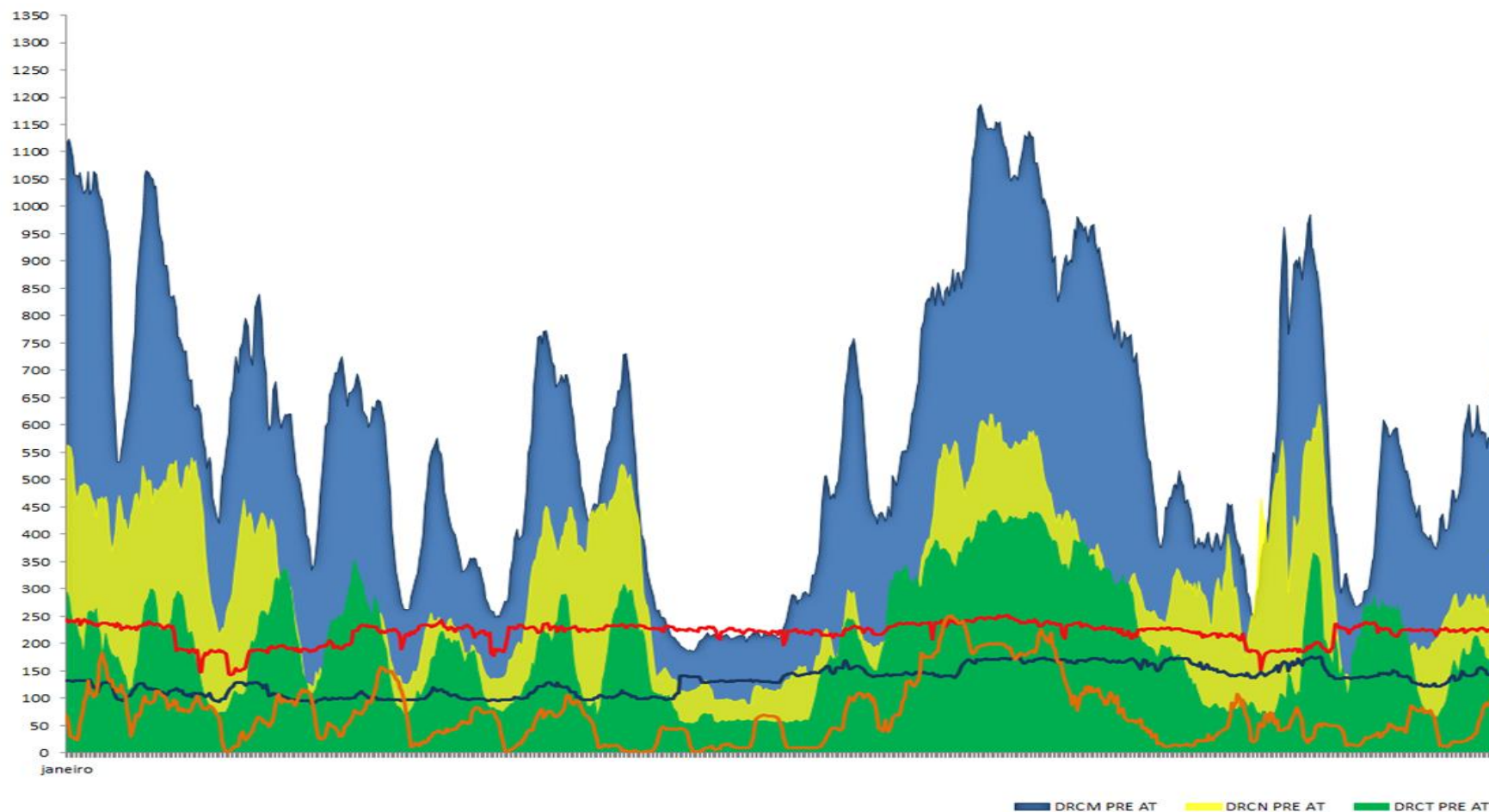


Figura A - Perfil das PRE AT nas várias DRC, para o ano de 2013.

Anexo B - Perfis da PRE AT nas várias DRC para o mês de Dezembro de 2013



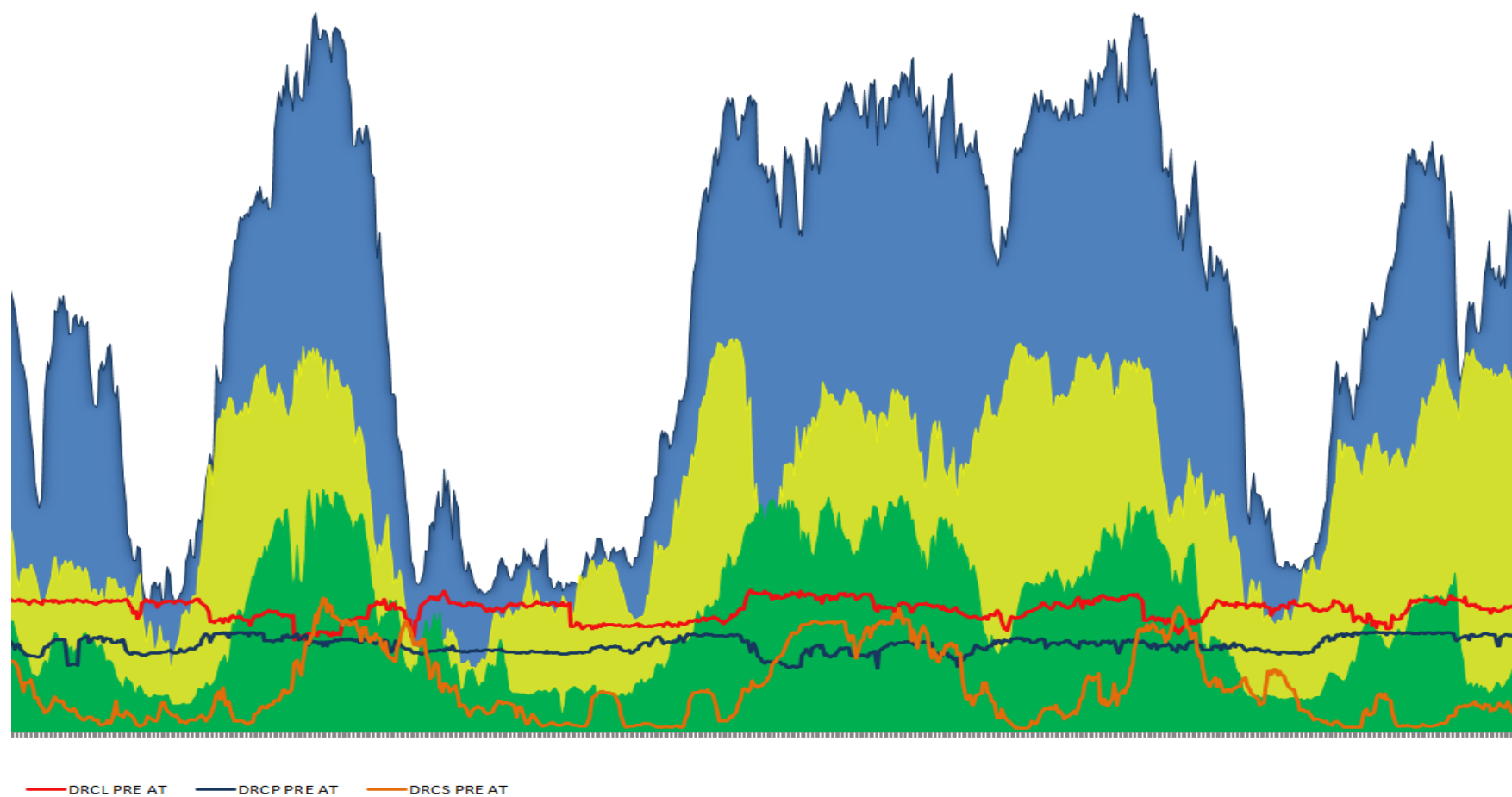


Figura B - Perfis da PRE AT nas várias DRC para o mês de Dezembro de 2013.